



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

Traballo Fin de Grao
CURSO 2017/2018

*VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE*

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

ALUMNA

Lucía Feijoo Díaz

TITORES

Laura Castro Santos
Carlos Álvarez Feal

DATA

XUÑO 2018

TÍTULO E RESUMO

Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumerxible

No presente traballo lévase a cabo o estudo de viabilidade da instalación dun parque eólico mariño en distintas localizacións situadas na costa da comunidade autónoma de Cantabria, empregando como soporte para os aerogeradores plataformas semisumerxibles.

En primeiro lugar analízase o contexto actual do sector enerxético, centrándose na situación das enerxías renovables e, máis concretamente, da eólica offshore.

A continuación realízase un estudo das posibles localizacións, defínese o aerogenerador e a plataforma a considerar, así como o seu número e disposición, e lévase a cabo un dimensionamento básico das liñas eléctricas e das liñas de amarre das plataformas flotantes.

Unha vez definidas as distintas alternativas a analizar, elabórase un presuposto para cada unha delas, que determina o investimento inicial necesario.

Finalmente, lévase a cabo a análise económica das citadas alternativas mediante o cálculo do Valor Actual Neto (VAN), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de recuperación, e realízase unha análise de sensibilidade para determinar cales son os aspectos do proxecto que inflúen en maior medida sobre o resultado final.

Viabilidad de un parque eólico marino en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible

En el presente trabajo se lleva a cabo el estudio de viabilidad de la instalación de un parque eólico marino en distintas localizaciones situadas en la costa de la comunidad autónoma de Cantabria, empleando como soporte para los aerogeneradores plataformas semisumergibles.

En primer lugar se analiza el contexto actual del sector energético, centrándose en la situación de las energías renovables y, más concretamente, de la eólica offshore.

A continuación se realiza un estudio de las posibles localizaciones, se define el aerogenerador y la plataforma a considerar, así como su número y disposición, y se lleva a cabo un dimensionamiento básico de las líneas eléctricas y de las líneas de amarre de las plataformas flotantes.

Una vez definidas las distintas alternativas a analizar, se elabora un presupuesto para cada una de ellas, que determina la inversión inicial necesaria.

Finalmente, se lleva a cabo el análisis económico de las citadas alternativas mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación, y se realiza un análisis de sensibilidad para determinar cuáles son los aspectos del proyecto que influyen en mayor medida sobre el resultado final.

Feasibility of an offshore wind farm in Cantabria considering semisubmersible floating platforms

In this work the feasibility study of the installation of an offshore wind farm in different locations situated in the coast of Cantabria, using as support of the wind turbines semisubmersible platforms, is carried out.

First of all, the current context of the energy sector is analysed, focusing on the situation of renewable energies and, more specifically, on the offshore wind energy.

Then, a study of the possible locations is carried out, the wind turbine and the platform are chosen, as well as their number and layout, and a basic dimensioning of the electrical lines and the mooring lines of the floating platforms is made.

Once the alternatives that will be analysed have been defined, a budget, which determines the initial investment required, is made for each of them.

Finally, the economic analysis of the aforementioned alternatives is carried out by calculating the Net Present Value (NPV), the Internal Rate of Return (IRR) and the payback period, and a sensitivity analysis is made to determine which aspects of the project have a greater influence on the final result.

ÍNDICE XERAL

DOCUMENTO I - MEMORIA E ANEXOS

MEMORIA

ANEXOS

ANEXO I - ESTUDO DA LOCALIZACIÓN

ANEXO II - ESTUDO ENERXÉTICO

ANEXO III - CÁLCULO DAS CARGAS E DAS
LIÑAS DE FONDEO

ANEXO IV - CÁLCULO ELÉCTRICO

ANEXO V – RESUMO DOS PRESUPOSTOS

ANEXO VI – CATÁLOGOS

DOCUMENTO II - PLANOS

DOCUMENTO III - PRESUPOSTO



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABALLO FIN DE GRAO

CURSO 2017/2018

*VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE*

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

Documento I

MEMORIA

ÍNDICE DE CONTIDOS

1 OBXECTO	10
2 SITUACIÓN.....	11
3 AXENTES	12
4 ANTECEDENTES	13
4.1 Obxectivo do capítulo	13
4.2 Situación actual do sector enerxético	13
4.2.1 Situación actual das enerxías renovables	15
4.2.2 Situación actual da enerxía eólica.....	16
4.2.3 Situación actual da enerxía eólica mariña.....	18
4.3 Tecnoloxía eólica offshore	21
4.3.1 Aeroxerador	22
4.3.2 Plataforma soporte	25
4.3.3 Sistemas de amarre e ancoraxe.....	28
4.3.4 Sistema eléctrico	31
5 NORMAS E REFERENCIAS	36
5.1 Disposicións legais e normas aplicadas	36
5.2 Programas de cálculo	36
5.3 Bibliografía	37
6 PARQUE OBXECTO DE ESTUDO	39
6.1 Localización	39
6.2 Aeroxerador e plataforma elixidos	40
6.3 Disposición dos aerogeneradores	45
6.4 Alternativas de estudo	48
6.5 Sistemas de amarre e ancoraxe empregados	50
6.6 Sistema de conexión eléctrica do parque estudado	52
6.6.1 Instalación eléctrica no aerogenerador.....	53
6.6.2 Cableado interno do parque	53
6.6.3 Liña de evacuación.....	55
6.7 Produción enerxética do parque	57
7 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA.....	58
7.1 Obxectivo	58
7.2 Metodoloxía de cálculo	58
7.2.1 Cálculo dos fluxos de caixa ou Cash Flow	59

7.2.2 Cálculo de indicadores económicos de resultados.....	60
7.3 Escenario	63
7.3.1 Inversión	63
7.3.2 Operación	66
7.3.3 Entorno	68
7.3.4 Financiamento	68
7.4 Cálculo dos fluxos de caixa e dos indicadores económicos de resultados para as 16 alternativas de estudo	68
7.4.1 Alternativa 1: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 1.....	69
7.4.2 Alternativa 2: Parque de 100 MW distribuídos en 5 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 1.....	77
7.4.3 Alternativa 3: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 1.....	85
7.4.4 Alternativa 4: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 1.....	93
7.4.5 Alternativa 5: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 2.....	101
7.4.6 Alternativa 6: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 2.....	109
7.4.7 Alternativa 7: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 2.....	117
7.4.8 Alternativa 8: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 1.....	125
7.4.9 Alternativa 9: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 3.....	133
7.4.10 Alternativa 10: Parque de 100 MW distribuídos en 5 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 3.....	141
7.4.11 Alternativa 11: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 3.....	149
7.4.12 Alternativa 12: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 3.....	157
7.4.13 Alternativa 13: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 4.....	165
7.4.14 Alternativa 14: Parque de 100 MW distribuídos en 5 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 3.....	173
7.4.15 Alternativa 15: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 1.....	181
7.4.16 Alternativa 16: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aerogeradores situado na localización Nº 4.....	189
7.5 Resultados	197
8 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	201

8.1 Variables de saída	201
8.2 Variables de entrada.....	201
8.2.1 Investimento inicial	202
8.2.2 Custos de operación e mantemento.....	204
8.2.3 Producción neta de enerxía	205
8.2.4 Tarifa eléctrica de aplicación	205
8.2.5 Porcentaxe de capital financiado (só para o proxecto financiado)	206
8.2.6 Tipo de xuro (só para o proxecto financiado)	206
8.3 Resultados para o proxecto sen financiar	207
8.4 Resultados para o proxecto financiado	208
8.5 Melloras necesarias	210
9 CONCLUSIÓNS.....	212
10 AGRADECEMENTOS.....	214

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo de enerxía primaria a nivel mundial no ano 2016.....	13
Figura 2. Variacións no consumo a nivel mundial no ano 2016 das distintas fontes de enerxía primaria con respecto ao 2015.....	14
Figura 3. Consumo de enerxía primaria en España no ano 2016.....	14
Figura 4. Uso de renovables con respecto ao total de consumo enerxético final na UE. Fonte: https://elpais.com	15
Figura 5. Evolución do consumo de enerxía primaria de renovables segundo tecnoloxías para o período 2000-2015. Fonte: Memoria Anual IDAE 2015, publicada en xuño do 2017.....	16
Figura 6. Evolución da potencia eólica total instalada a nivel mundial (MW).....	16
Figura 7. Peso das distintas tecnoloxías no total de potencia instalada na UE tras finalizar 2017. Fonte: Informe “Wind in power 2017” de WindEurope.....	18
Figura 8. Número de turbinas instaladas por compañía durante o ano 2017	19
Figura 9. Potencia eólica instalada nos distintos mares (MW).....	20
Figura 10. Porcentaxe de potencia eólica instalada segundo os propietarios	20
Figura 11. Compoñentes dun parque eólico offshore	22
Figura 12. Disposición barlovento e sotavento. Elaboración propia	23
Figura 13. Partes dun aeroxerador. Elaboración propia	24
Figura 14. Tipos de plataformas usadas en eólica offshore.....	25
Figura 15. Estrutura monopilote.	25
Figura 16. Estrutura de gravidade.....	26
Figura 17. Estrutura tipo trípode.....	26
Figura 18. Estrutura tripilote.	26
Figura 19. Estrutura tipo Jacket.	27
Figura 20. Reparto das estruturas de eólica offshore existentes en Europa segundo o tipo de plataforma empregada.	28
Figura 21. Tipos de amarre en función da súa disposición. Elaboración propia	29
Figura 22. Partes do sistema eléctrico dun parque eólico offshore. Fonte www.mercurynews.com	31
Figura 23. Configuración en cadea. Elaboración propia	32
Figura 24. Configuración en anel. Elaboración propia	32
Figura 25. Caixa de empalmes para instalar de forma subterránea. Fonte: Nexans ...	33
Figura 26. Interior de caseta de empalmes. Fonte: Nexans	33
Figura 27. Apoio normalizado para liñas eléctricas Acacia tipo C.	34
Figura 28. Cable submarino cargado na plataforma dun barco para ser tendido.	34
Figura 29. Barcaza empregada para o tendido de cable submarino.	35

Figura 30. Situación dos puntos elixidos para o estudo. Elaboración propia empregando o software Google Earth	39
Figura 31. Localizacións estudadas tachando as descartadas. Elaboración propia empregando o software Google Earth.	40
Figura 32. Prototipo a escala 1/50 da plataforma semisumexible. Fonte: Informe “Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4”	41
Figura 33. Curva de potencia do G128 - 5MW Offshore.....	42
Figura 34. Plataforma co aeroxerador ensamblado. Fonte: (Robertson, Jonkman i Masciola 2014).....	43
Figura 35. Escora e recuperación da posición adrizada. Elaboración propia a partir das imaxes obtidas de (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara i Díaz Huerta 2012)	45
Figura 36. Rosa dos ventos da zona 1	47
Figura 37. Rosa dos ventos da zona 4	47
Figura 38. Rosa dos ventos da zona 5	47
Figura 39. Rosa dos ventos da zona 7	47
Figura 40. Orientación xeral do parque e separación entre filas e columnas de aeroxeradores. Elaboración propia	48
Figura 41. Alternativas de estudo	49
Figura 42. Orientación da plataforma e das liñas de amarre	51
Figura 43. Disposición das plataformas e dos sistemas de amarre e ancoraxe para un parque de 20 aeroxeradores con 5 filas.....	52
Figura 44. Disposición do cable principal e dos cables secundarios. Elaboración propia	53
Figura 45. Configuración en cadea do cableado interno do parque para as distintas alternativas. Elaboración propia.....	54
Figura 46. Conexión dunha turbina co cable principal. Fonte: presentación Pedro Cavaleiro. Conferencia Internacional OTEO, 2012, Portugal	55
Figura 47. Situación das posibles localizacións sobre mapa de rede eléctrica. Elaboración propia a partir de mapa “Red Eléctrica de España”	56
Figura 48. Principais compoñentes do activo e o pasivo para o caso dun proxecto sen financiar (esquerda) e dun proxecto financiado (dereita).....	58
Figura 49. Diferenzas entre o Cash Flow do proxecto sen financiar e financiado	59
Figura 50. Cálculo do Cash Flow extraoperativo	59
Figura 51. Cálculo do Cash Flow operativo do proxecto	60
Figura 52. VAN das 16 alternativas comparando o proxecto financiado co proxecto sen financiar. Elaboración propia.....	198
Figura 53. Proxecto sen financiar vs proxecto financiado. Elaboración propia.....	199
Figura 54. Alternativas descartadas a partir da primeira análise do VAN. Elaboración propia	199
Figura 55. VAN das 8 alternativas con 100 MW instalados. Elaboración propia	200
Figura 56. Alternativas descartadas a partir da segunda análise do VAN. Elaboración propia	200

Figura 57. Variación investimento en enxeñaría e estudos previos (€). Elaboración propia	202
Figura 58. Variación investimento en instalación e posta en marcha (€). Elaboración propia	203
Figura 59. Variación investimento en aeroxeradores e plataformas semisumexibles (€). Elaboración propia	203
Figura 60. Variación investimento sistemas de amarre e ancoraxe (€). Elaboración propia	204
Figura 61. Variación investimento en infraestrutura eléctrica (€). Elaboración propia	204
Figura 62. Variación custos de operación e mantemento (€). Elaboración propia.....	204
Figura 63. Variación produción neta de enerxía (MWh) . Elaboración propia.....	205
Figura 64. Variación tarifa eléctrica de aplicación (€/MWh) . Elaboración propia	205
Figura 65. Variación porcentaxe de capital financiado (%). Elaboración propia	206
Figura 66. Variación tipo de xuro (%). Elaboración propia.....	206
Figura 67. Distribución de frecuencia do VAN para o proxecto sen financiar. Elaboración propia	207
Figura 68. Análise de sensibilidade VAN proxecto sen financiar. Elaboración propia	208
Figura 69. Distribución de frecuencia do VAN para o proxecto financiado. Elaboración propia	208
Figura 70. Análise de sensibilidade VAN proxecto financiado. Elaboración propia ...	209
Figura 71. Resultados da análise de hipóteses. Elaboración propia	211

ÍNDICE DE TÁBOAS

Táboa 1. Potencia eólica total instalada dos catro líderes mundiais (ano 2016).	17
Táboa 2. Número de parques eólicos offshore, de aerogeradores conectados á rede e potencia total instalada en Europa ao rematar 2017	19
Táboa 3. Puntos elixidos como posibles localizacións do parque offshore	39
Táboa 4. Puntos NON descartados durante o estudo da localización.....	40
Táboa 5. Características do aerogerador para o cal foi dimensionada a plataforma flotante semisumergible	41
Táboa 6. Características da plataforma semisumergible elixida	41
Táboa 7. Características técnicas do aerogerador G128 - 5MW Offshore	42
Táboa 8. Clasificación IEC aerogeradores. Fonte: UNE-EN 61400-1:2006	44
Táboa 9. Lonxitude das liñas de amarre.....	50
Táboa 10. Enerxía neta xerada anualmente polo parque (MWh) correspondente a cada unha das 16 alternativas de estudo	57
Táboa 11. Viabilidade dun proxecto en función do VAN.....	61
Táboa 12. Viabilidade dun proxecto en función da TIR	62
Táboa 13. Custos de implantación para cada unha das 16 alternativas de estudo.....	63
Táboa 14. Vida útil regulamentaria. Fonte: IET/1045/2014	64
Táboa 15. Vida útil do parque, prazo de construción e condicións de pago.....	64
Táboa 16. Gastos de explotación	67
Táboa 17. Enerxía neta xerada polo parque eólico offshore (MWh)	67
Táboa 18. Datos financiamento	68
Táboa 19. VAN, TIR e período de recuperación obtidos para o proxecto sen financiar	197
Táboa 20. VAN, TIR e período de recuperación obtidos para o proxecto financiado.	197
Táboa 21. Estatísticas distribución de frecuencia VAN para o proxecto sen financiar	207
Táboa 22. Estatísticas distribución de frecuencia VAN para o proxecto sen financiar	209
Táboa 23. Resultados da análise de hipótese	210

1 OBXECTO

Este proxecto ten como obxectivo principal constituír o Traballo de Fin de Grao necesario para obter o título de graduada en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais pola Universidade da Coruña, titulación cursada na Escola Politécnica Superior de Ferrol. Para iso será defendido pola autora ante o tribunal correspondente.

Ademais, é obxecto deste proxecto a realización dun estudo de viabilidade económica dun parque eólico mariño situado na costa de Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumexible.

Os pasos a seguir para a consecución dos obxectivos deste proxecto son os seguintes:

- Análise do contexto enerxético no cal se desenvolveu e se está a desenvolver a enerxía eólica offshore, así como da tecnoloxía existente para a súa implantación.
- Selección dun conxunto de posibles localizacións atendendo a criterios legais, medioambientais, enerxéticos, técnicos...
- Selección do aeroxerador e a plataforma máis axeitados ás condicións do estudo.
- Disposición en planta dos aeroxeradores que constitúen o parque, establecendo as distancias que deben existir entre eles.
- Definición dun conxunto de alternativas de estudo que serán analizadas co fin de determinar a máis axeitada en termos de viabilidade económica.
- Cálculo básico do sistema de amarre e ancoraxe que permita posteriormente determinar o investimento inicial de dito sistema.
- Cálculo básico do sistema eléctrico que permita posteriormente determinar o investimento inicial da instalación eléctrica.
- Cálculo da produción enerxética do parque en función da alternativa considerada, dato que será usado para determinar os ingresos por venda de enerxía.
- Elaboración dun presuposto para cada unha das alternativas de estudo.
- Análise de viabilidade das distintas alternativas definidas, empregando o Valor Actual Neto (VAN), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de recuperación.
- Análise de sensibilidade da alternativa que presente unha maior viabilidade económica, coa finalidade de determinar cales son os aspectos que teñen unha maior repercusión na viabilidade do proxecto e de que maneira afectan á mesma.

2 SITUACIÓN

O parque eólico obxecto deste estudo de viabilidade situarase fronte á costa da Comunidade Autónoma de Cantabria, en augas territoriais españolas.

3 AXENTES

O presente Traballo Fin de Grao elabórase a petición da Escola Politécnica Superior de Ferrol, con CIF Q-655005-J e domicilio fiscal na rúa Mendizábal s/n, Campus de Esteiro, 15403, Ferrol (A Coruña), institución pertencente á Universidade da Coruña.

A autora deste proxecto é a alumna Lucía Feijoo Díaz, con DNI 34282698 – W.

4 ANTECEDENTES

4.1 Obxectivo do capítulo

O obxectivo deste capítulo é analizar cal é a situación actual no sector enerxético, centrándose na importancia que teñen, e que poden chegar a ter nos próximos anos, as enerxías renovables, e mais concretamente, a eólica mariña.

Así mesmo, mostrarase neste capítulo a tecnoloxía existente para a creación de parques eólicos offshore, estruturando este apartado en función dos catro pilares básicos que constitúen unha instalación de aproveitamento do recurso eólico mariño, que son os aeroxeradores, as plataformas, o sistema de amarre e ancoraxe e o sistema eléctrico.

4.2 Situación actual do sector enerxético

O sector enerxético representa unha parte fundamental do desenvolvemento e benestar do ser humano. Por iso, un dos principais retos que a humanidade deberá afrontar neste século será o desenvolvemento dun modelo enerxético que permita cubrir as crecentes necesidades de enerxía minimizando o impacto ambiental.

A situación enerxética actual a nivel mundial é o resultado da combinación de diversas tendencias políticas, económicas, tecnolóxicas, ambientais e sociais. O modelo enerxético baseado no uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo e gas natural) foise implantando e avanzando de xeito gradual ata converterse no modelo dominante a partir da Revolución Industrial.

Na actualidade, os combustibles fósiles seguen a representar a maior parte do consumo de enerxía primaria a nivel mundial. No ano 2016, o petróleo representaba o 33,3% do consumo de enerxía primaria, o carbón o 28,1% e o gas natural o 24,1%, segundo datos do Informe “BP Statistical Review of World Energy”, de xuño de 2017. A presenza das enerxías renovables quedaba reducida a un 6,9% para a enerxía hidráulica e un 3,2% para o resto de renovables.

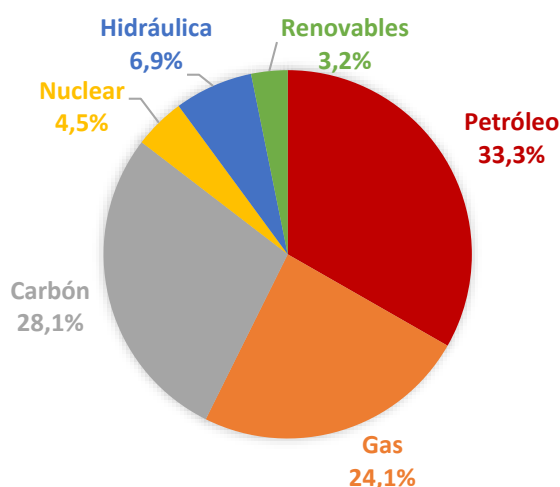


Figura 1. Consumo de enerxía primaria a nivel mundial no ano 2016.
Fonte: Informe BP “Statistical Review of World Energy”, de xuño de 2017

A única fonte de enerxía primaria cuxo consumo experimentou un descenso neste período con respecto ao ano anterior foi o carbón. Para todos os demais casos o consumo no ano 2016 incrementouse con respecto ao ano 2015 nas porcentaxes que se recollen na Figura 2.

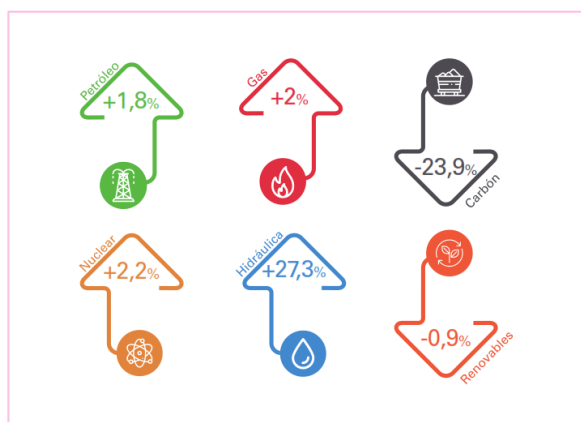


Figura 2. Variacións no consumo a nivel mundial no ano 2016 das distintas fontes de enerxía primaria con respecto ao 2015.

Fonte: Informe BP “Statistical Review of World Energy”, de xuño de 2017

No que respecta ao consumo total de enerxía a nivel mundial, o ascenso no ano 2016 foi dun 1,31%, continuando coa tendencia do ano 2015, no cal tivo lugar un ascenso do 0,9%, e do ano 2014, cun ascenso do 1%, segundo datos do informe “BP Statistical Review of World Energy”. Sen embargo, o valor de crecemento do ano 2016 é inferior á media dos últimos 10 anos, que acadou o 1,8%. Por zonas económicas, destaca o crecemento do 1,7% nos países non pertencentes á OCDE e do 0,7% nos países da Unión Europea.

No caso de España, mantense a situación de predominancia dos combustibles fósiles, entre os que destaca o petróleo cun 46,3% do consumo de enerxía primaria no ano 2016, mentres que o total das renovables acadan un 17,5%. O peso das restantes fontes enerxéticas sobre o consumo total de enerxía primaria en España, así como o das xa mencionadas, móstrase na Figura 3.

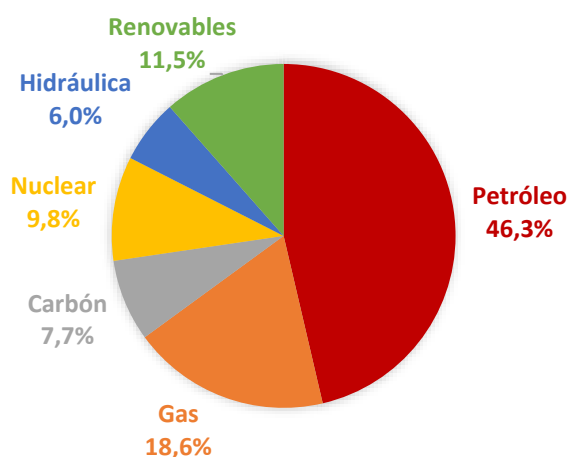


Figura 3. Consumo de enerxía primaria en España no ano 2016.

Fonte: Informe BP “Statistical Review of World Energy”, de xuño de 2017

Aínda que os combustibles fósiles seguen a ser os predominantes, o consumo de enerxía en España evolucionou durante os últimos anos cara a unha estrutura máis diversificada e equilibrada, cunha participación crecente das fontes de enerxía renovables e do gas natural.

As emisións de dióxido de carbono causadas pola produción de enerxía a nivel mundial incrementáronse soamente un 0,1% durante o ano 2016. Este feito contribuíu a converter o período 2014-2016 no trienio con menor cantidade de emisións dende o período 1981-1983.

Pero reducir os incrementos das emisións non é suficiente. O coñecido como acordo de París, firmado na Conferencia de París sobre o Clima celebrada en decembro de 2015 por 195 países, establece un plan de acción mundial para limitar o aumento da temperatura media mundial. O obxectivo a longo prazo é manter o aumento desta temperatura moi por debaixo dos 2°C sobre os niveis preindustriais, e, a ser posible, limitar este aumento a 1,5°C, reducindo así de forma considerable os riscos e o impacto do cambio climático. Isto significa que as emisións mundiais de CO₂ teñen que empezar a reducirse entre 2020 e 2025 como moi tarde, e que hai que diminuílas un 80% para 2050.

Ante esta situación, será necesaria unha reestruturación a nivel mundial dos actuais patróns de xeración e consumo de enerxía, na cal as enerxías renovables xogarán un papel fundamental.

4.2.1 Situación actual das enerxías renovables

No ano 2015, máis do 50% das novas instalación eléctrica a nivel mundial foron de tecnoloxías renovables, segundo datos do informe anual da Asociación Empresarial Eólica (AEE) do ano 2017. En 15 anos, a axencia Internacional da Enerxía prevé que a proporción terá aumentado por encima do 60%.

Na Unión Europea, a porcentaxe de uso de renovables respecto ao total de consumo enerxético final acadou no ano 2016 o 16,9%, despois de seguir durante varios anos a tendencia ascendente que se recolle na Figura 4.

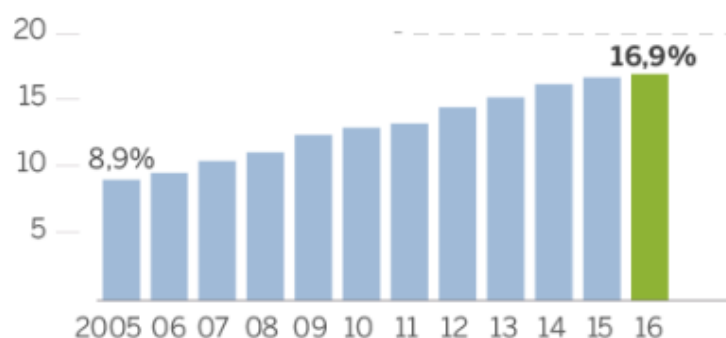


Figura 4. Uso de renovables con respecto ao total de consumo enerxético final na UE.
Fonte: <https://elpais.com>

En España, o subministro enerxético a partir de enerxías renovables presenta tamén unha tendencia ascendente, motivado entre outros aspectos polos sucesivos Plans Nacionais de Enerxías Renovables (2005-2010 e 2011-2020). O consumo de enerxía primaria renovable en España multiplicouse por 2,5 dende o ano 2000, pasando dos case 7 millóns de tep no citado ano aos algo máis de 17 millóns que se acadaron no ano 2015, segundo datos da Memoria Anual IDAE 2015, publicada en xuño do 2017. A evolución do consumo de enerxía primaria procedente de fontes renovables en función da tecnoloxía empregada, para o período comprendido entre o ano 2000 e o 2015, recóllese na Figura 5.

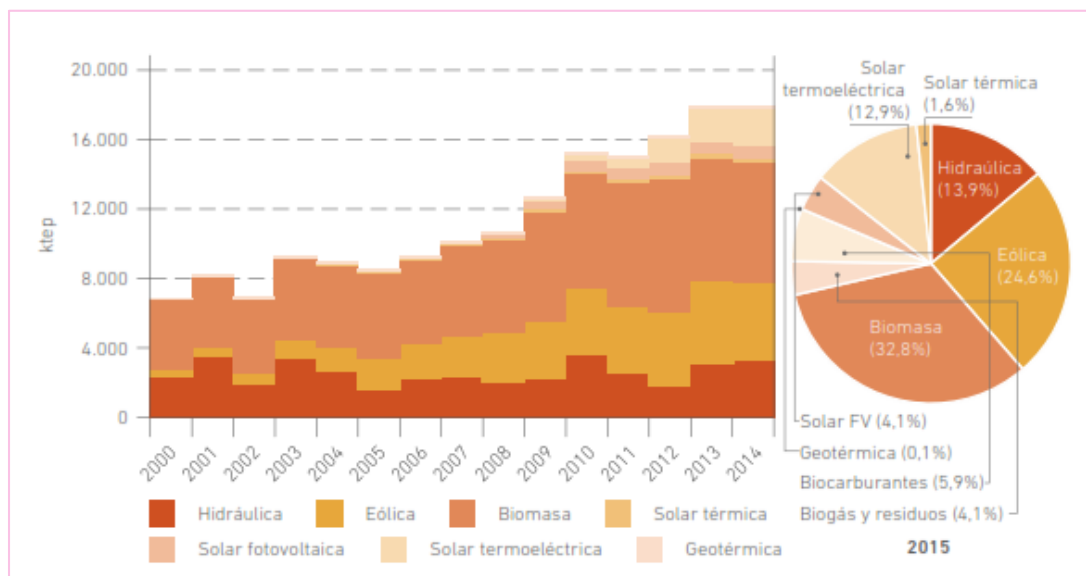


Figura 5. Evolución do consumo de enerxía primaria de renovables segundo tecnoloxías para o período 2000-2015. Fonte: Memoria Anual IDAE 2015, publicada en xuño do 2017

Ante esta crecente importancia das enerxías renovables a eólica preséntase como unha das tecnoloxías con maior peso, polo que o seu desenvolvemento será fundamental para cumprir cos obxectivos sobre o cambio climático.

4.2.2 Situación actual da enerxía eólica

A enerxía eólica foi unha das tecnoloxías que experimentou un maior crecemento a nivel mundial no ano 2016, a medida que os distintos países van tomando conciencia da necesidade de adoptar medidas para frear o aumento da temperatura media do planeta. Segundo datos do Consello Mundial de Enerxía Eólica (GWEC), o ano 2016 finalizou cunha potencia eólica total instalada de 486.749 MW. Durante o citado ano instaláronse 54.600 MW, o que supón un aumento do 12,4% con respecto ao ano anterior. Sen embargo, non se acadaron as cifras do ano 2015, no que se rexistrara un crecemento récord coa instalación de 63.633 MW. Na Figura 6 recóllese a evolución da potencia eólica total instalada no mundo dende o ano 2001 ata o 2016.

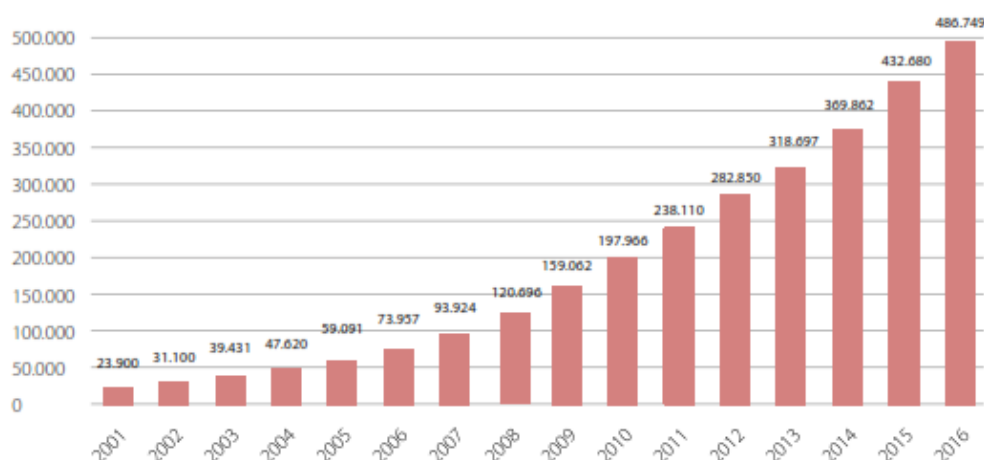


Figura 6. Evolución da potencia eólica total instalada a nivel mundial (MW). Fonte: Informe anual Asociación Empresarial Eólica (AEE), ano 2017

Por países, os líderes mundiais en canto a capacidade eólica acumulada continúan a ser China, Estados Unidos, Alemaña e India.

Táboa 1. Potencia eólica total instalada dos catro líderes mundiais (ano 2016).
Fonte: Informe anual Asociación Empresarial Eólica (AEE), ano 2017

China	168.690 MW
Estados Unidos	82.184 MW
Alemaña	50.018 MW
India	28.700 MW

O país máis activo no ano 2016 foi China, que con 23.328 MW novos, instalou nun só ano a mesma potencia que España nos seus máis de vinte anos de historia eólica. No caso español, no ano 2016 instaláronse soamente 38 MW, como consecuencia da parálise que afecta ao mercado dende a Reforma Enerxética. Aínda así, mantense na quinta posición a nivel mundial, posto ao que se viu relegada no ano 2015 ao ser adiantada por India.

Os 23 GW instalados en España permitíronlle á enerxía eólica situarse no ano 2017 como a segunda tecnoloxía do sistema enerxético español, acadando unha produción de máis de 47 TWh, o que supón o 19,2% da electricidade consumida a nivel nacional durante o citado ano.

Os máis de 20.000 aeroxeradores distribuídos en máis de 1.000 parques eólicos presentaron un excelente comportamento en días clave de máxima demanda, e acadaron o récord de produción o 27 de decembro de 2017, cunha produción eólica de 330 GWh, situándose como a primeira tecnoloxía no mix de xeración eléctrica, e proporcionando unha cobertura na demanda de electricidade do 47%, segundo datos de Red Eléctrica Española.

En Europa, rexistráronse no ano 2016 investimentos eólicos por valor de 27.500 millóns de euros, segundo datos do Informe anual da AEE. Con 12.500 MW novos e unha potencia total de 153.100 MW instalados, a eólica cubriu o 10,4% da demanda eléctrica europea anual.

No ano 2017, as cifras foron aínda maiores, instándose no continente europeo 16.800 MW de potencia eólica, dos cales 15.600 MW foron instalados na Unión Europea. Ao final do citado ano, o conxunto dos 28 países da Unión Europea sumaba unha potencia eólica total de 168.729 MW, segundo datos do informe “Wind in power 2017” de WindEurope.

Estas cifras sitúan a enerxía eólica como a segunda tecnoloxía da UE en canto a potencia instalada, por detrás da nuclear e por diante do carbón. As porcentaxes de potencia instalada correspondentes a estas e a outras tecnoloxías recóllense na Figura 7. No caso da eólica, o crecemento experimentado nos últimos anos permitiulle pasar do 6% no que se situaba no ano 2005 ata o 18% actual.

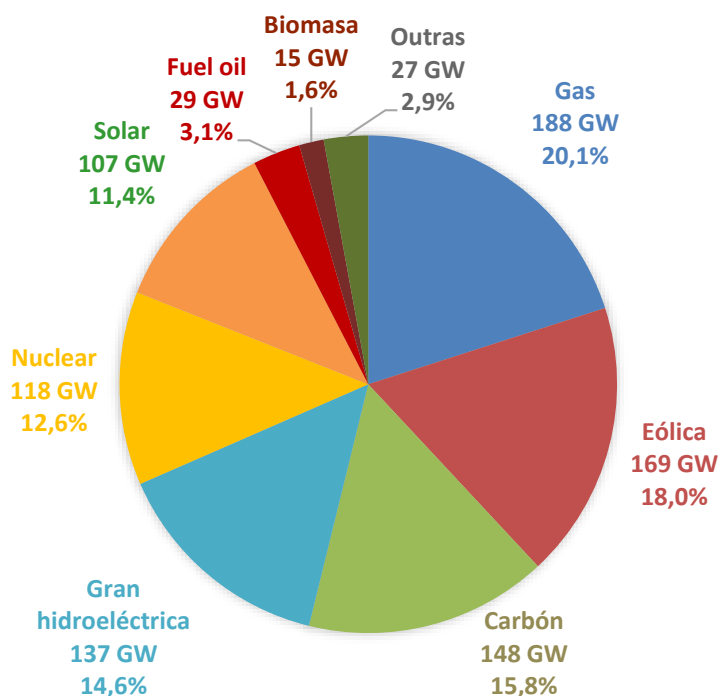


Figura 7. Peso das distintas tecnoloxías no total de potencia instalada na UE tras finalizar 2017. Fonte: Informe “Wind in power 2017” de WindEurope

Neste contexto de crecemento da enerxía eólica en xeral, merece especial atención o caso da eólica mariña, que está acadando cada vez un maior desenvolvemento.

4.2.3 Situación actual da enerxía eólica mariña

A eólica mariña constitúe unha gran oportunidade de crecemento para o sector da enerxía eólica, e por extensión unha fonte de beneficios para o sector enerxético en xeral.

Dos 12.500 MW novos instalados na Unión Europea durante o ano 2016, 1.558 MW foron de instalacións eólicas mariñas, segundo datos de WindEurope. Están distribuídos en sete parques eólicos con 338 aerogeneradores que presentan unha potencia media de 4,8 MW, aínda que no Reino Unido xa se instalaron os primeiros aerogeneradores de 8 MW. A maior parte da potencia instalada neste ano concentrouse en Alemaña, con 813 MW, Holanda, con 691 MW, e Reino Unido, con 56 MW.

Pero as verdadeiras cifras de récord para a eólica mariña en Europa chegaron no ano 2017. Segundo o último informe de WindEurope, “Offshore Wind in Europe”, un total de 3.148 MW foron conectados á rede eléctrica durante o citado ano. Isto representa o dobre da potencia nova instalada en 2016, e un 13% máis da instalada en 2015, que ostentaba o anterior récord de instalación anual.

Rematáronse 13 novos parques eólicos mariños, entre os que se inclúe o primeiro parque eólico mariño flotante do mundo, Hywind Scotland, situado en augas do Mar do Norte.

En canto aos fabricantes destas novas turbinas, dous nomes destacan claramente por encima de todos os demais. Dos 560 novos aerogeradores instalados no ano 2017, o 44% foron fabricadas por Siemens Gamesa Renewable Energy, e o 29% por MHI Vestas Offshore Wind, segundo datos do informe de WindEurope. Xuntas, representan o 73% do total de novas turbinas instaladas.

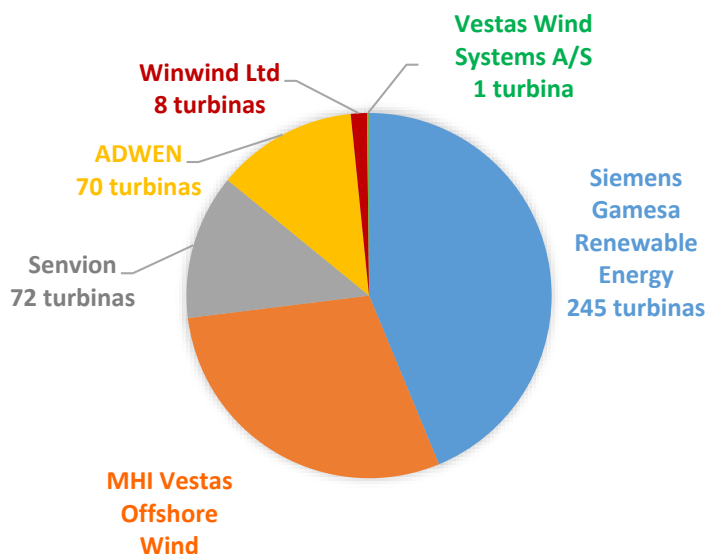


Figura 8. Número de turbinas instaladas por compañía durante o ano 2017
Fonte: Informe de WindEurope “Offshore Wind in Europe”

Ao final do ano 2017, segundo datos do Informe de WindEurope, a potencia eólica mariña total instalada en Europa acadara xa os 15.780 MW, con 4.149 aerogeradores conectados á rede.

Incluído os parques parcialmente conectados á rede, Europa contaba ao rematar 2017 con 92 parques eólicos offshore, distribuídos en 11 países.

Táboa 2. Número de parques eólicos offshore, de aerogeradores conectados á rede e potencia total instalada en Europa ao rematar 2017

País	Nº de parques eólicos offshore	Nº de turbinas conectadas	Potencia total instalada (MW)
Reino Unido	31	1.753	6.835
Alemaña	23	1.169	5.355
Dinamarca	12	506	1.266
Países Baixos	7	365	1.118
Bélxica	6	232	877
Suecia	5	86	202
Finlandia	3	28	92
Irlanda	2	7	25
España	1	1	5
Noruega	1	1	2
Francia	1	1	2

Encabeza a lista de potencia eólica mariña instalada o Reino Unido, cun 43% do total, seguido por Alemaña cun 34% e Dinamarca cun 8%.

Analizando a potencia instalada en función do mar no que se atopa, destaca claramente o Mar do Norte cun 71% do total, seguido polo Mar de Irlanda cun 16%.

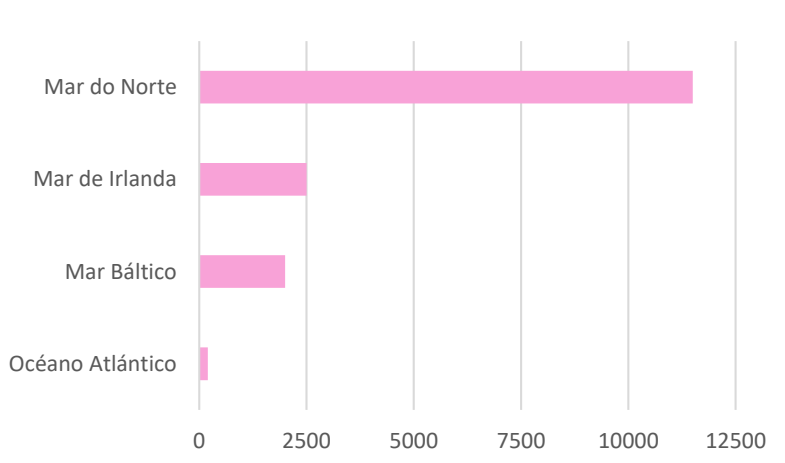


Figura 9. Potencia eólica instalada nos distintos mares (MW).
Fonte: Informe de WindEurope “Offshore Wind in Europe”

En canto aos propietarios de toda esta potencia eólica, destaca especialmente Orsted, que posúe un 17% do total. Os demais propietarios xunto coa porcentaxe de potencia instalada que posúen poden consultarse na Figura 10.

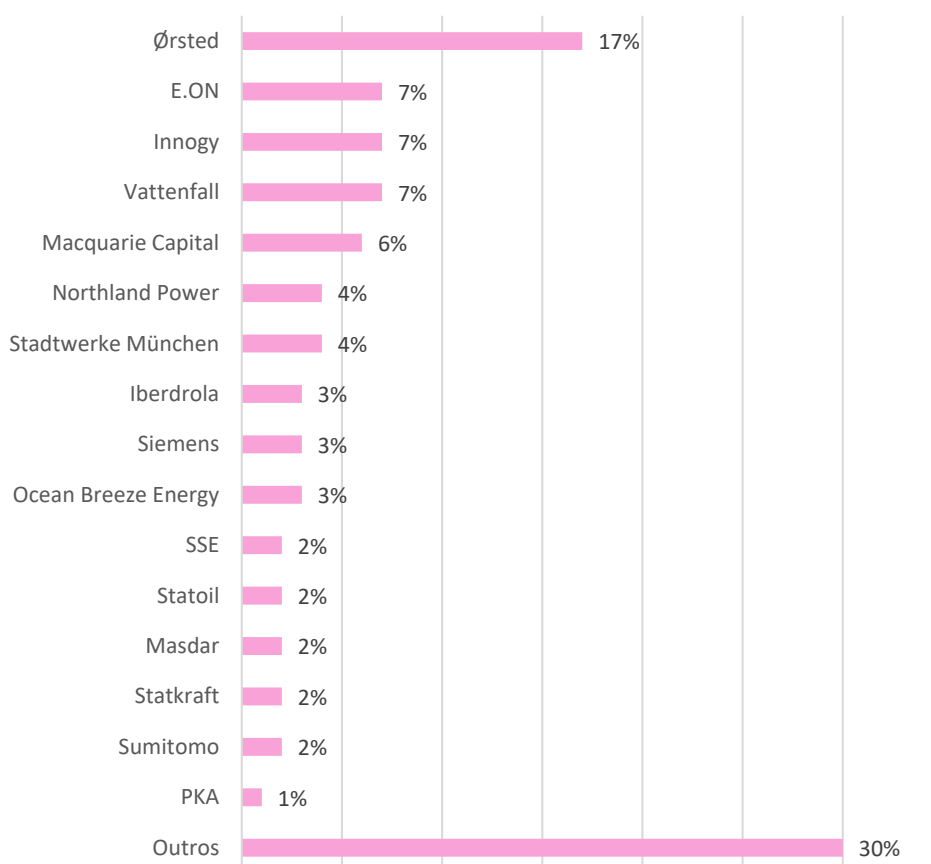


Figura 10. Porcentaxe de potencia eólica instalada segundo os propietarios
Fonte: Informe de WindEurope “Offshore Wind in Europe”

Do mesmo xeito que as cifras de 2017 supuxeron un gran avance para o sector da eólica offshore, as previsións de futuro invitan tamén ao optimismo. Segundo o informe anual de WindEurope “Offshore Wind in Europe”, no ano 2019 terá lugar un novo récord de potencia eólica offshore conectada á rede. Isto débese principalmente aos 400 MW que están actualmente en construción no Reino Unido, e que se espera que se conecten á rede ao longo de 2018, e aos novos aeroxeradores que se prevé que sexan conectados en Alemaña e Bélxica nese mesmo ano. Ademais, tamén está prevista a conexión de parques offshore en Dinamarca e nos Países Baixos cara ao final de 2018.

Para o ano 2020, WindEurope prognostica unha potencia eólica offshore total en Europa de 25 GW. Reino Unido seguirá liderando o desenvolvemento desta tecnoloxía, conectando 3,3 GW novos no período 2018-2020, seguido de Alemaña con 2,3 GW, Bélxica con 1,3 GW, Países Baixos con 1,3 GW e Dinamarca con 1,0 GW.

No relativo a un horizonte máis afastado, Alemaña, Holanda, Francia e Reino Unido xa anunciaron a súa intención de seguir crescendo no sector da eólica mariña ata 2030, e para iso espérase un récord de investimentos de 18.200 millóns de euros, segundo datos do Informe anual da AEE, 2017.

No caso de España, tratándose dun país líder no desenvolvemento da enerxía eólica e dispoñendo de máis de 4.000 km de costa, con bos réximes de vento en xeral, pode resultar sorprendente que non exista ningún parque eólico mariño en operación. Esta situación está motivada por varias razóns, como son a dispoñibilidade de emprazamentos en terra con un potencial eólico axeitado, as difíciles condicións batimétricas das costas españolas, a falta dunha avaliación contrastada dos recursos eólicos existentes nas augas españolas ou a necesidade dunha lexislación adecuada que impulse a instalación dos parques eólicos mariños.

Ata o de agora instalouse unicamente un primeiro prototipo de aeroxerador offshore no ano 2013 no peirao de Arinaga, en Gran Canaria, aínda que non se trata propiamente dunha instalación offshore, pois está situado en terra. Está prevista a instalación dun segundo prototipo xa propiamente no mar, na Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), fronte á costa de Telde (Gran Canaria).

Por outra parte, durante o ano 2017 déronse os pasos necesarios para situar con máis forza a industria eólica española no mercado da eólica mariña. Dende a Plataforma Tecnolóxica do Sector Eólico Español (REOLTEC) integráronse e coordináronse accións de investigación, desenvolvemento e innovación que responden ás necesidades do sector eólico español. Ademais, en 2017 incrementouse a colaboración en materia de I+D+i entre o sector público e o empresarial, co obxectivo de facilitar o posicionamento da industria española no sector eólico mariño.

4.3 Tecnoloxía eólica offshore

Antes de comezar a definir o parque eólico offshore que será obxecto de estudo, considérase necesario realizar un repaso dos aspectos máis destacados da tecnoloxía eólica mariña, que servirá como introdución aos termos e conceptos que se empregarán e desenvolverán ao longo do proxecto.

Esta introdución estruturarase en función das distintas partes que compoñen un parque eólico offshore, que se presentan na Figura 11.

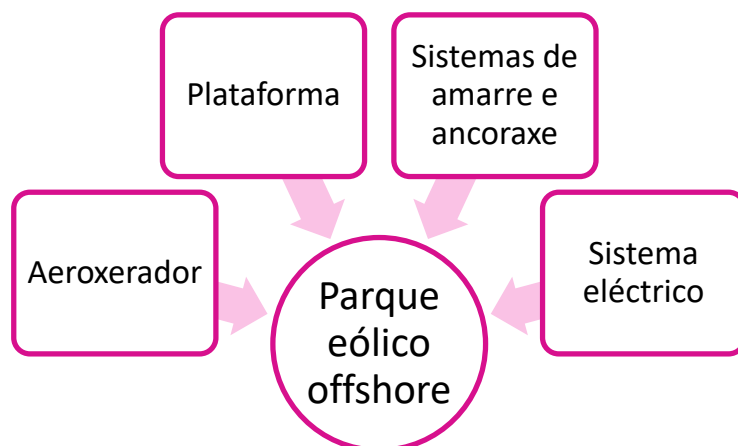


Figura 11. Compoñentes dun parque eólico offshore

4.3.1 Aerorador

Os aeroradores modernos son sistemas capaces de transformar, de forma eficiente, a enerxía cinética do vento en enerxía mecánica nun eixe, e de converter esta en enerxía eléctrica.

O proceso de desenvolvemento tecnolóxico dos aeroradores para instalacións offshore baseouse fundamentalmente en dous aspectos: adecuar ao entorno mariño a tecnoloxía existente para os aeroradores en terra e aumentar o tamaño dos aeroradores.

Para adecuar a tecnoloxía ao entorno mariño recorreuse a un incremento da protección dos compoñentes e dos sistemas fronte á corrosión mariña, empregando protección catódica para as estruturas submarinas e vernizando axeitadamente as partes aéreas.

En canto ao tamaño dos aeroradores, a motivación de incrementalo xorde como consecuencia da importante porcentaxe que supoñen as estruturas soporte sobre o custo total das instalacións de eólica mariña. Este incremento vese tamén favorecido polo feito de que no entorno mariño existen menos limitacións para o transporte de grandes estruturas.

Os problemas experimentados nas instalacións que están operando, así como os resultados obtidos en proxectos de I+D, mostran a necesidade de desenvolver novos conceptos tecnolóxicos máis axeitados para este tipo de instalación, que permitan minimizar os tempos e os custos de operación e mantemento e aumentar a súa fiabilidade.

4.3.1.1 Tipos de aeroradores

O aerorador empregado comunmente en aplicacións enerxéticas presenta un eixe horizontal, está orientado a barlovento e é de tipo "tripala", pero ademais deste existen outros tipos de aeroradores.

En función da súa forma ou disposición diferenciamos entre aeroradores de eixe horizontal e aeroradores de eixe vertical.

Os aeroradores de eixe vertical, tal e como o seu nome indica, son aqueles nos que o eixe de xiro está en disposición vertical. Son moi pouco empregados polos problemas que presentan.

Nos de eixe horizontal o eixe de xiro do rotor está situado en posición horizontal, aínda que adoita ter una pequena inclinación, formando un ángulo coñecido como ángulo de inclinación ou ángulo de “pitch”. En función de como están orientados estes aerogeradores respecto ao vento podemos distinguir entre aerogeradores a barlovento e a sotavento.

Os aerogeradores situados a barlovento están dispostos de forma que o vento incide inicialmente sobre o rotor e posteriormente sobre a torre que o soporta. A súa vantaxe principal radica no feito de que o vento non ten que superar ningún obstáculo previo, e polo tanto incide con toda a súa enerxía sobre as pás do rotor. Como inconveniente cabe mencionar que estes aerogeradores precisan dun sistema de orientación activo, que orienta o rotor fronte ao vento a través dun xiro coñecido como xiro de “guiñada”, xerando así un ángulo de “guiñada”.

No caso dos aerogeradores situados a sotavento este sistema non é necesario, pois empregan un sistema de orientación pasivo que se basea en inclinar lixeiramente as pás, de xeito que no seu movemento de rotación describen un cono. Cando o rotor non está orientado, as pás que se encontran máis a favor do vento reciben un empuxe aerodinámico que tende a variar a orientación do rotor cara a posición de equilibrio.

A pesar de non precisar sistema de orientación activo a configuración a sotavento practicamente non se emprega para a produción de enerxía eléctrica, debido ás elevadas cargas aerodinámicas que aparecen sobre a máquina e a que a extracción de enerxía se ve reducida polo obstáculo que supón a torre para o vento.

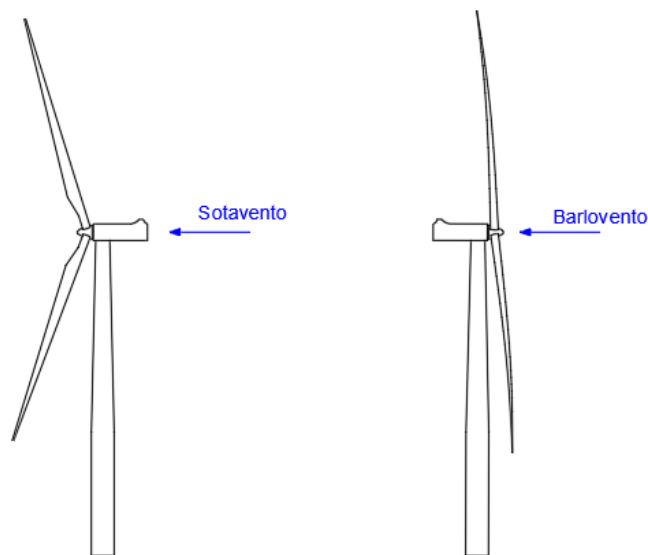


Figura 12. Disposición barlovento e sotavento. Elaboración propia

En función do número de pás que ten o rotor os aerogeradores de eixe horizontal clasifícanse en aerogeradores de unha pá, de dúas pás, de tres pás ou “multipá”. Os aerogeradores de unha soa pá son pouco utilizados, pois presentan problemas de estabilidade e fatiga. Os de dúas pás seguen a presentar problemas dinámicos, aínda que en menor medida que os de unha soa pá, polo que apenas se utilizan tamén. Os de tres pás son os máis empregados na industria de produción de enerxía eléctrica, mentres que os “multipá” se reservan para aplicacións que requiren moito par, como pode ser a extracción de auga a través de aerobombas, pois caracterízanse por xirar a baixas velocidades ofrecendo un gran par.

En canto á clasificación segundo a súa resistencia ao vento, existe unha normativa específica recollida na norma UNE-EN 61400-1:2006, que reproduce a norma da Comisión Electrotécnica Internacional IEC 61400-1: edición 3, “Wind turbines. Part 1: Design requirements”, que clasifica os aeroxeradores en función das condicións de vento para as que son axeitados, caracterizadas pola velocidade e turbulencia do mesmo. Esta clasificación recóllese no apartado “6.2 Aeroxerador e plataforma elixidos”.

4.3.1.2 Componentes básicos dun aeroxerador

Un aeroxerador está constituído basicamente por catro compoñentes, que permiten transformar a enerxía do vento en enerxía eléctrica: as pas, o cubo, a góndola e o rotor.

- Pas: son os elementos que captan a enerxía cinética do vento. Na actualidade fábrícanse con fibra de vidro, estando formadas por unha estrutura central de alta resistencia, xeralmente fibra de carbono, e un conformado de perfil variable e altamente aerodinámico recuberto de resina epoxi máis fibra de vidro. Todas as pas do aeroxerador únense de forma solidaria a un soporte de aceiro denominado cubo (en inglés “hub”).
- Cubo: é o elemento que realiza a unión de todas as pas do aeroxerador. Móntase sobre o eixe de baixa velocidade (antes da multiplicadora), desde o cal se transmite o par motriz á multiplicadora de velocidade.
- Góndola: é o elemento que contén os compoñentes clave do aeroxerador, incluíndo a multiplicadora e o xerador eléctrico.
- Torre: é o compoñente que sustenta todo o conxunto do aeroxerador. Adóitase fabricar en distintos metais, fundamentalmente aceiro.

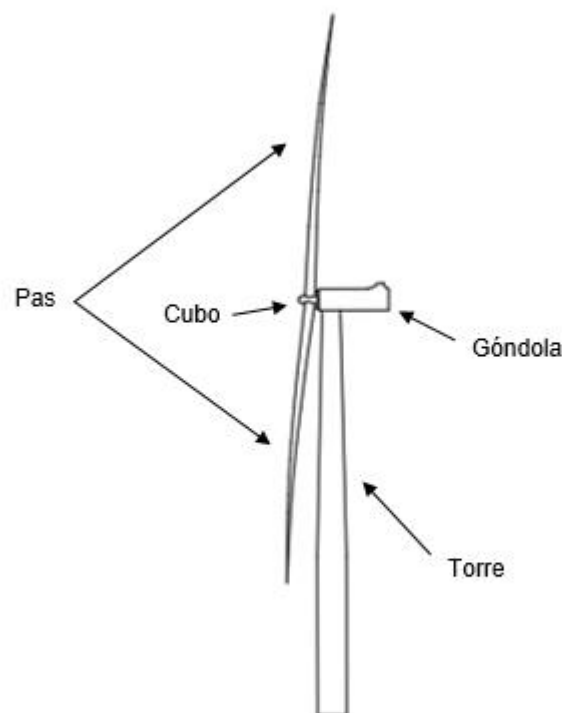


Figura 13. Partes dun aeroxerador. Elaboración propia

4.3.2 Plataforma soporte

Unha das diferenzas principais entre a eólica terrestre e a mariña radica na complexidade que presenta a construción e instalación das estruturas que serven de soporte aos aerogeneradores. Esta complexidade incrementase a medida que aumenta a profundidade do mar, dando lugar a dous tipos diferenciados de estruturas: estruturas fixas e estruturas flotantes.

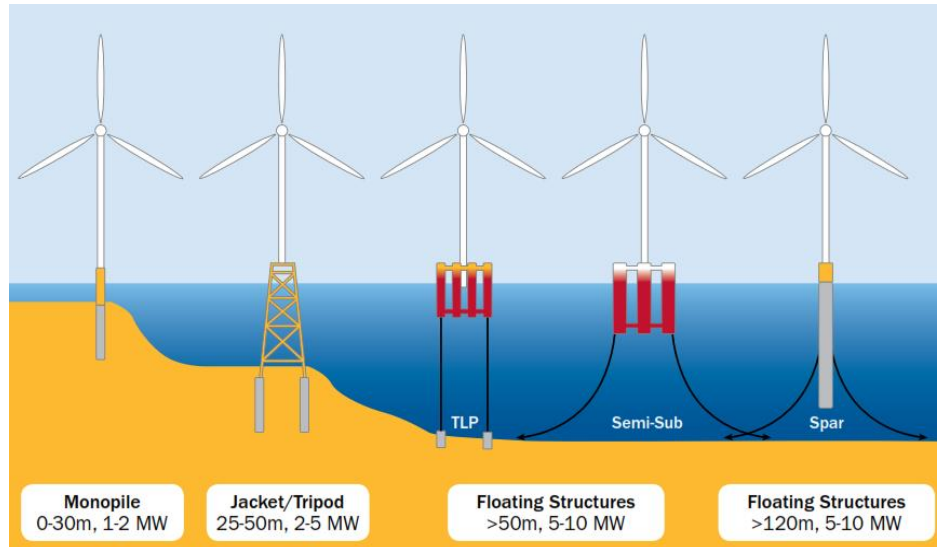


Figura 14. Tipos de plataformas usadas en eólica offshore.
Fonte: Informe “Deep water” da “European Wind Energy Association” (EWEA)

4.3.2.1 Plataformas fixas

Trátase de plataformas que descansan directamente sobre o fondo mariño, quedando fixas ao mesmo. Empréganse normalmente en augas de profundidades inferiores aos 50 metros. Existen diferentes tipoloxías, e o uso dunha ou doutra dependerá fundamentalmente da profundidade existente.

- Estruturas monopilote: é o sistema máis empregado e o máis económico para instalacións en augas pouco profundas, se ben require características específicas do fondo mariño que permitan a súa instalación. Consiste nunha estrutura tubular de aceiro de gran diámetro (poden acadar os 5,5 metros) que se enclava no leito mariño (podendo acadar ata 40 metros de profundidade) empregando martelos hidráulicos.

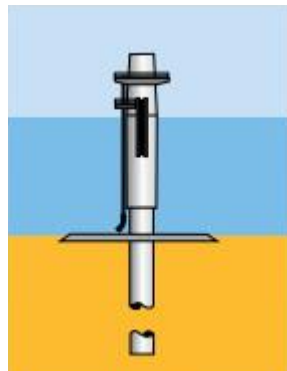


Figura 15. Estrutura monopilote.
Fonte: Informe “Deep water” da “European Wind Energy Association” (EWEA)

- Estruturas de gravidade: son estruturas que se depositan sobre o leito mariño (sen estar enclavadas) e soportan as cargas por efecto da gravidade, debido ao elevado peso das mesmas. Requiren fondos planos e son relativamente sinxelas de instalar. Adoitan ser estruturas de formigón que se lastran con pedras ou grava.



Figura 16. Estrutura de gravidade
Fonte: Informe “Deep water” da “European Wind Energy Association” (EWEA)

- Estrutura tipo trípode: a conexión co fondo mariño realízase cunha estrutura piramidal de pilotes. O eixe central da estrutura únese coa turbina. Conta con tubos de aceiro de entre 1 e 2 metros de diámetro que se conectan á base de forma diagonal transmitindo os esforzos da torre aos tres pilotes que se cravan no fondo mariño a unha profundidade de entre 10 e 20 metros.

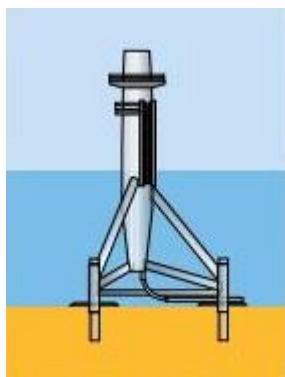


Figura 17. Estrutura tipo trípode.
Fonte: Informe “Deep water” da “European Wind Energy Association” (EWEA)

- Estrutura tripilote: é moi similar á anterior, pero neste caso a unión entre os pilotes e o eixe central sitúase por encima do nivel do mar.

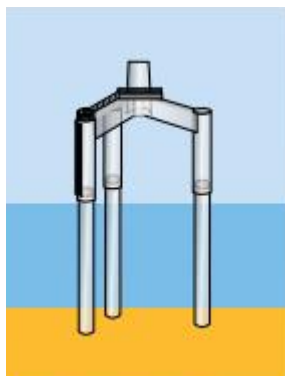


Figura 18. Estrutura tripilote.
Fonte: Informe “Deep water” da “European Wind Energy Association” (EWEA)

- Estrutura tipo Jacket: este sistema provén da industria do petróleo. Consiste nunha estrutura con tres ou catro patas enclavadas no fondo unidas a outra estrutura normalmente de tipo celosía. Emprégase principalmente en augas de profundidades intermedias.

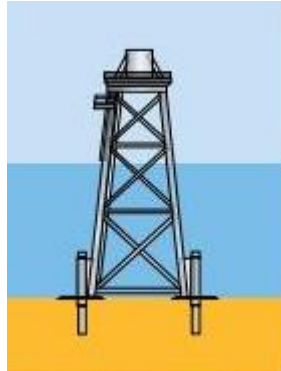


Figura 19. Estrutura tipo Jacket.
Fonte: Informe “Deep water” da “European Wind Energy Association” (EWEA)

4.3.2.2 Plataformas flotantes

Son plataformas que manteñen a posición mediante sistemas de ancoraxe. O uso deste tipo de solucións flotantes posibilita a instalación de aerogeradores en lugares onde por causa da profundidade existente non é posible o uso de plataformas fixas.

Existen tres tipos principais de plataformas flotantes para instalacións de eólica offshore, todas elas adaptadas a partir da industria offshore do petróleo e o gas (EWEA 2013):

- Plataformas estabilizadas por lastre (SPAR): están formadas basicamente por un corpo cilíndrico, con unha relación entre a súa altura e o seu diámetro considerablemente grande, tal e como pode apreciarse na Figura 14. Estas plataformas acadan a estabilidade mediante o uso de lastre na parte baixa da boia, conseguindo que o centro de masas se desprace o máis abaixo posible. Para amarralas ao fondo do mar pódense empregar liñas de catenaria ou liñas tensionadas, sendo a primeira opción a máis común, completada co uso de áncoras de arrastre. Debido ao seu gran tamaño, este tipo de plataformas son axeitadas para augas con profundidades superiores aos 120 metros.
- Plataformas estabilizadas mediante liñas de amarre (TLP): logran a estabilidade grazas á tensión producida polos amarres que as suxeitan ao fondo mariño. Constitúen o tipo de estrutura flotante máis estable entre as existentes. Como contrapartida, presentan maior complexidade no deseño para que a estrutura soporte axeitadamente as cargas provocadas polas liñas de amarre. Son axeitadas para profundidades superiores aos 50 metros.
- Plataformas estabilizadas por flotabilidade (plataformas semisumergibles): logran a estabilidade a través da flotabilidade. Adóitanse empregar con liñas de catenaria como liñas de amarre. Son fáciles de transportar e instalar, pero presentan como inconveniente certa inestabilidade en condicións adversas, o que dá lugar a elevadas cargas cando existen ventos e ondas fortes. Utilízanse en zonas con profundidades maiores de 50 metros.

4.3.2.3 Plataformas empregadas nas instalacións de eólica offshore europeas

Segundo os datos publicados no último informe de WindEurope, “Offshore Wind in Europe”, ao rematar o ano 2017, as estruturas de tipo monopilote representaban o 81,7% do total de estruturas para eólica offshore instaladas en Europa. Durante o citado ano, foron introducidas no mapa europeo de eólica mariña dous novos tipos de estruturas, as plataformas flotantes tipo SPAR e as barcazas flotantes, quedando o reparto entre os distintos tipos de estruturas configurado da forma que se indica na Figura 20.

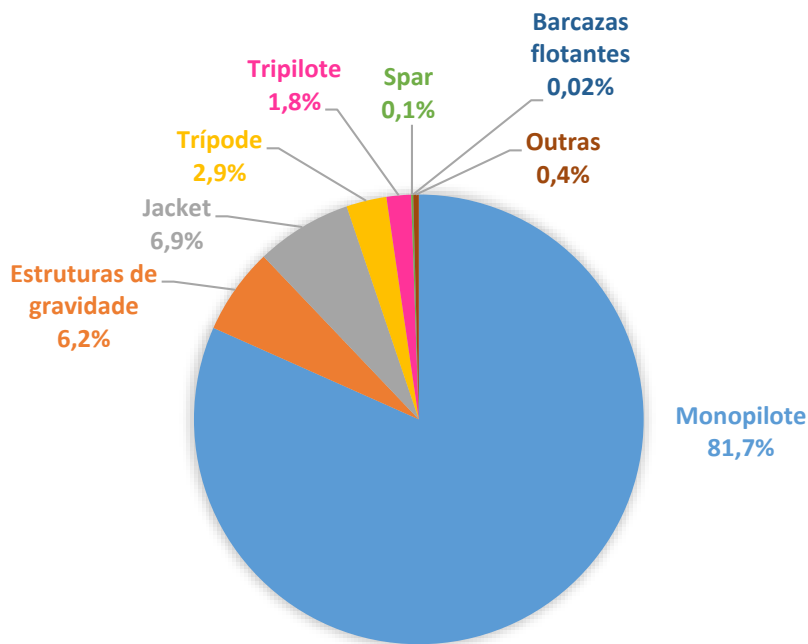


Figura 20. Reparto das estruturas de eólica offshore existentes en Europa segundo o tipo de plataforma empregada.

Fonte: Informe “Offshore Wind in Europe”, de WindEurope

4.3.3 Sistemas de amarre e ancoraxe

O desenvolvemento das plataformas flotantes leva implícita a necesidade duns sistemas que aseguren que a plataforma mantén a súa posición con respecto ao fondo do mar, eliminando así a posibilidade de que esta envorque ou quede á deriva. Estes sistemas son os sistemas de amarre e ancoraxe.

O amarre pode clasificarse en función de dous aspectos: a súa disposición e o material do que está constituído (Castro-Santos 2013).

En canto á disposición do amarre, distínguense dous tipos de sistemas:

- Sistemas non tensionados. Dentro deste tipo de amarre podemos diferenciar dous subtipos:
 - Amarre por catenaria (Catenary Mooring): as liñas de amarre forman unha catenaria, e chegan horizontalmente ao leito mariño, de forma que o punto de ancoraxe soamente está suxeito a forzas horizontais.
 - Amarre por multcatenaria (Multi-Catenary Mooring): as liñas de catenaria incorporan boias ou pesos intermedios, de xeito que se forman configuracións en forma de S ou en forma de ola (Ferreño González et al. 2013).

- Sistemas tensionados (Taut Spread Mooring): as liñas dos amarres poden formar un ángulo respecto ao fondo do mar, de xeito que as ancoraxes deberán ser capaces de resistir formas horizontais e verticais. Distínguense dous subtipos, coñecidos polas súas siglas en inglés:
 - Sistema TLB (Taut - Leg Buoy): as liñas chegan ao fondo mariño cun certo ángulo, de forma que o punto de ancoraxe soporta tanto cargas horizontais como verticais.
 - Sistema TLP (Tension - Leg Platform): as liñas chegan ao fondo mariño formando un ángulo recto, e polo tanto o punto de ancoraxe soporta soamente cargas verticais.

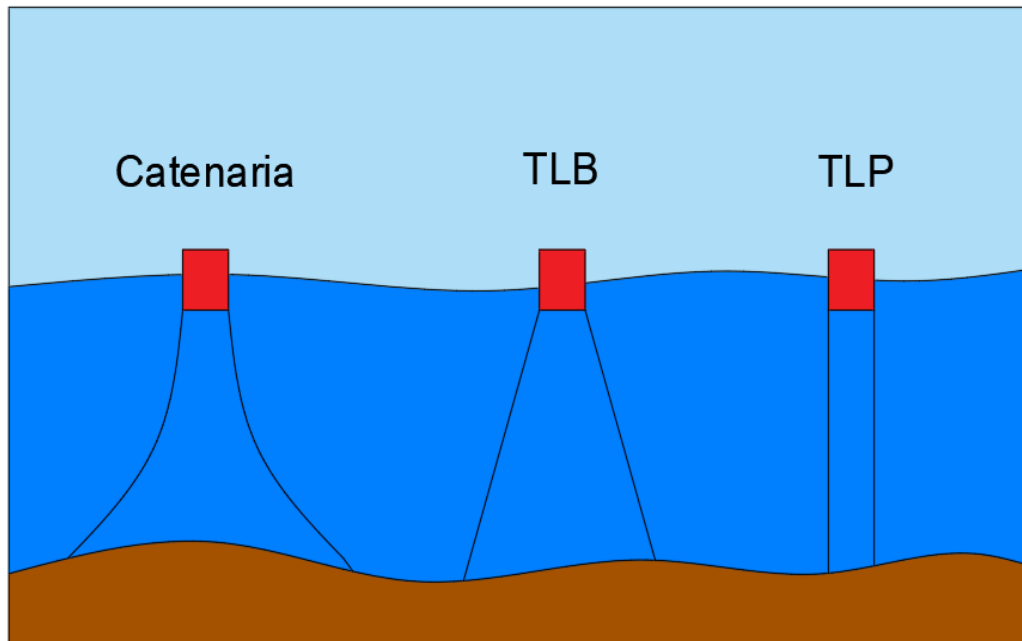


Figura 21. Tipos de amarre en función da súa disposición. Elaboración propia

En canto ao tipo de material do amarre, distínguense fundamentalmente tres opcións: amarre de cadea, de cable e de fibra sintética.

- As cadeas presentan boa rixidez e boas propiedades de flexión e abrasión. Como puntos negativos, cabe destacar que son moi pesadas e que poden sufrir corrosión na zona onde se unen coa plataforma e abrasión na zona que vai apoiada sobre o fondo mariño (provocada pola fricción, a corrosión e os impactos co fondo).
- Os cables están constituídos por fibras de aceiro empaquetadas en liña ou en espiral. A súa característica máis destacada é a redución do peso da liña, un factor que se volve máis importante canto maior sexa a profundidade.
- Os cables de fibra sintética atópanse aínda en fase de desenvolvemento. As súas vantaxes máis importantes son o seu baixo peso (que lles permite practicamente flotar na auga) e a elasticidade. Estas propiedades fan que o seu uso sexa especialmente interesante para amarres en augas moi profundas. As fibras tipicamente empregadas son poliéster, amida, HMPE e nylon. A escasa experiencia no uso destas fibras en condicións reais obriga a aplicar un alto factor de seguridade (Harris, Johanning i Wolfram 2004).

Tan importante como o sistema de amarre é o sistema de ancoraxe, pois será o encargado de manter as liñas de amarre fixas ao fondo mariño. As tipoloxías de ancoraxe máis destacadas son as seguintes:

- **Áncora de gravidade ou de peso morto:** é o tipo de áncora máis antigo. A fixación faise por gravidade, grazas ao peso da áncora e ao rozamento co fondo. Fabrícanse fundamentalmente en aceiro e formigón. Para resistir as forzas verticais de elevación depende da masa da áncora, e para resistir as forzas laterais depende da fricción entre o fondo do mar e a áncora. Entre as súas vantaxes destacan a súa simplicidade e o seu baixo custo de fabricación. Como inconvenientes destacan un peso moi elevado, que dificulta a súa manipulación, e a enorme diminución da súa capacidade de agarre en fondos cunha certa inclinación. Este tipo de áncora emprégase en pequenos sistemas de fondeo, pero non é habitual atopala en grandes fondeos en augas profundas.
- **Áncora de arrastre:** son as ancoraxes máis habituais. A súa capacidade de carga xérase pola resistencia do solo fronte á ancoraxe. Deste xeito, as áncoras de arrastre resisten moi ben as forzas horizontais, pero non as verticais, polo que non son axeitadas para estruturas con amarres tensionados.

Dentro deste tipo de áncoras existen diferentes tipoloxías, cuxo deseño depende de factores como a área das uñas da áncora, a forma da caña da áncora, o tipo de terreo, o sistema de fondeo para o que se deseñan...
- **Áncora de carga vertical:** son unha variante das áncoras de arrastre, que se desenvolveron para solucionar a limitación que presentan estas á hora de soportar forzas verticais. Instálanse dun modo análogo ás áncoras convencionais, pero penetran no terreo a unha profundidade moito maior. Unha vez que a áncora está instalada, cambiase do modo de instalación ao modo normal de carga vertical, de xeito que a áncora pode resistir ben esforzos horizontais e verticais.
- **Pilotes:** consisten nun tubo oco, normalmente de aceiro, que se introduce no fondo mariño mediante diferentes medios. Debe ser cravado a suficiente profundidade para obter un agarre axeitado, pois a súa capacidade de agarre débese ao rozamento do terreo ao longo do tubo e á resistencia lateral do propio terreo. Soportan ben tanto cargas horizontais como verticais. Segundo a forma de introducir o pilote no terreo distínguense múltiples tipos:
 - **Pilotes de succión:** o tubo leva conectada unha bomba que extrae auga do seu interior, creando unha diferenza de presión que fai que sexa absorbido polo terreo. Unha vez finalizada a instalación recupérase a bomba.
 - **Pilotes fincados ou incrustados:** introdúcense no terreo empregando grandes martelos hidráulicos. É o que se coñece como métodos jacking.
 - **Pilotes introducidos mediante impacto, oscilación vibratoria, rotación...**

4.3.4 Sistema eléctrico

Unha vez establecidos os sistemas necesarios para posibilitar que os aerogeradores realicen un aproveitamento da enerxía cinética do vento transformándoa en enerxía eléctrica é necesario establecer un sistema que permita transportar esa enerxía ata as redes eléctricas existentes en terra. É o que se coñece como sistema eléctrico.

O sistema eléctrico dun parque eólico offshore está constituído pola instalación eléctrica propia do aerogenerador, as conexións entre os aerogeradores e a subestación offshore, e a liña que conecta esta última coa rede existente en terra.

A Figura 22 proporciona unha visión xeral de como se realiza a transmisión da enerxía dende o aerogenerador ata a subestación onshore (situada en terra).

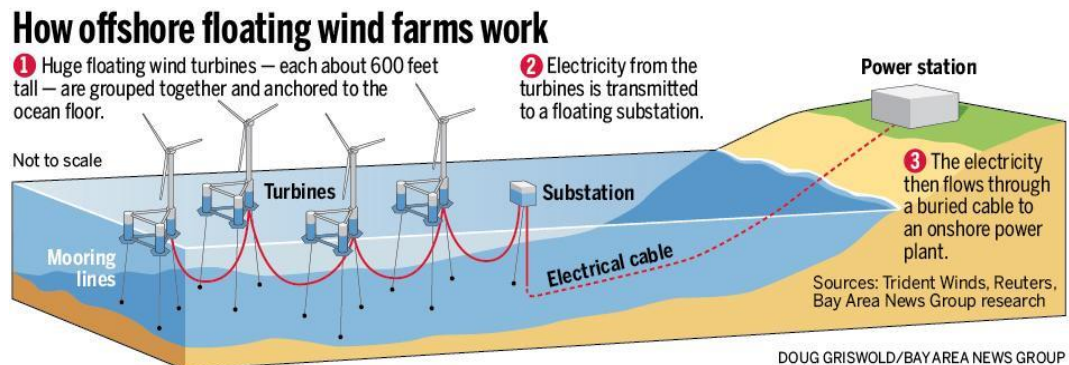


Figura 22. Partes do sistema eléctrico dun parque eólico offshore. Fonte www.mercurynews.com

Existe tamén a posibilidade de eliminar a subestación offshore e transmitir a electricidade directamente dende os aerogeneradores ata unha subestación onshore. Sen embargo, isto soamente se pode aplicar en parques próximos á costa e cunha potencia total reducida.

4.3.4.1 Instalación eléctrica propia do aerogenerador

A instalación eléctrica do aerogenerador será a encargada de transformar a enerxía mecánica que o rotor transmite ao eixe en enerxía eléctrica. Para permitir o funcionamento a velocidade variable, o aerogenerador conta cun convertedor de frecuencia situado entre o alternador e a rede, que primeiro transforma a corrente de frecuencia variable (en función da velocidade do rotor e, por tanto, do vento) á saída do xerador en corrente continua mediante un rectificador electrónico e a continuación reconverte a corrente continua en alterna á frecuencia da rede por medio dun inversor.

A electricidade producida será transmitida dende a góndola do aerogenerador ata o transformador situado na base da torre, onde se elevará a súa tensión ata a tensión da rede interna do parque.

4.3.4.2 Rede eléctrica interna

Está constituída polo cableado que une os aerogeneradores entre si e coa subestación offshore. Para realizar esta unión, existen tres tipos de configuración: en cadea, en anel e radial.

- Configuración en cadea. Os aeroxeradores conéctanse en serie entre si e coa subestación. Se se produce un fallo nun dos aeroxeradores todos os que están conectados con el deixarían de poder transmitir electricidade. Para evitar isto, cabe a posibilidade de que non sexa o cable principal o que pase polos aeroxeradores, senón que cada aeroxerador conte cun cable secundario que se une subacuaticamente ao cable principal no fondo mariño.

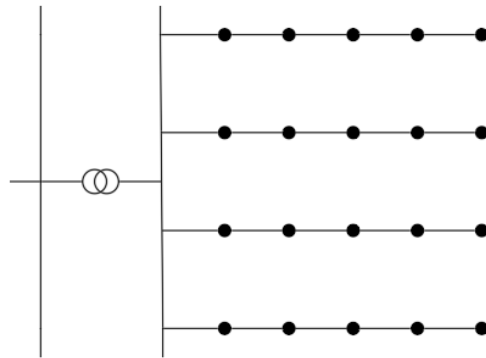


Figura 23. Configuración en cadea. Elaboración propia

- Configuración en anel. Cada aeroxerador está conectado ao seguinte, igual que na configuración en cadea, coa diferenza de que neste caso se conectan formando un anel, de xeito que a configuración é pechada. Así, se falla un dos aeroxeradores ou un tramo de conexión, parte da enerxía pode ser evacuada polo tramo complementario do anel.

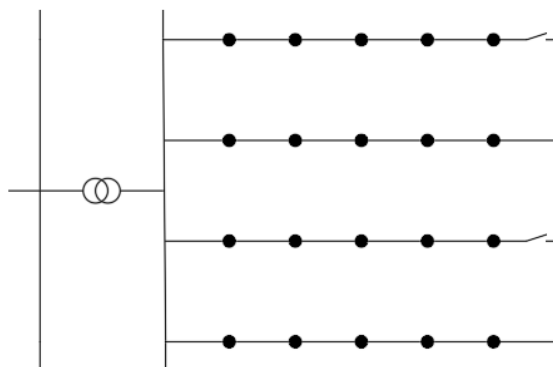


Figura 24. Configuración en anel. Elaboración propia

- Configuración radial. Cada aeroxerador únese de forma individual coa plataforma offshore. A principal vantaxe desta configuración é que ante o fallo dun aeroxerador ou dun tramo de conexión todos os demais seguen funcionando e transmitindo electricidade. Pero presenta un importante inconveniente, a lonxitude de cableado necesaria é significativamente maior que no resto das opcións.

4.3.4.3 Liña de evacuación da enerxía xerada

A liña de evacuación está constituída polo cable empregado para transportar a corrente dende a subestación situada no mar ata a rede eléctrica existente en terra.

Conta con dous tramos diferenciados, un tramo submarino que conecta a subestación offshore co punto máis próximo de terra e un tramo terrestre que conecta o punto final da liña submarina coa subestación onshore. Ao chegar o cable submarino á costa, empálcase co cable de terra nunhas zonas xa acondicionadas situadas en caixas de formigón. Estas casetas de empalmes entre os dous cables sitúanse de xeito subterráneo, tanto por cuestións de impacto ambiental como de seguridade para as persoas que accedan ao lugar.



Figura 25. Caixa de empalmes para instalar de forma subterránea. Fonte: Nexans



Figura 26. Interior de caseta de empalmes. Fonte: Nexans

O cable de evacuación terrestre que vai dende a caseta de empalmes ata a subestación existente en terra pode executarse de dous xeitos: ou ben enterrado, ou ben como liña aérea, en apoios normalizados Acacia tipo C ou similar. O máis habitual é dispoñelo enterrado.



Figura 27. Apoio normalizado para liñas eléctricas Acacia tipo C.
Fonte: <http://www.invertaresa.com>

O percorrido da liña trazarase de xeito que a distancia ata terra sexa a menor posible. Trátase de minimizar a lonxitude de cableado submarino, pois resulta moito máis barato o tendido eléctrico que se precisará para levar a enerxía dende o punto de chegada a terra ata a subestación que o que presentaría o tendido directo por mar. O punto de conexión coa rede eléctrica existente denomínase punto de entronque.

Despois da súa fabricación e de realizar os ensaios pertinentes, os cables submarinos son transmitidos a plataformas xiratorias en fábrica para ser cargados nas plataformas dos barcos que se encargan do tendido.



Figura 28. Cable submarino cargado na plataforma dun barco para ser tendido.
Fonte: <https://www.bfn.de>

As barcazas que se utilizan están equipadas con sistemas de posicionamento GPS dinámicos para seguir exactamente as traxectorias prefixadas e para manterse fixas cando as condicións do mar requiren suspender durante unhas horas os traballos de tendido.

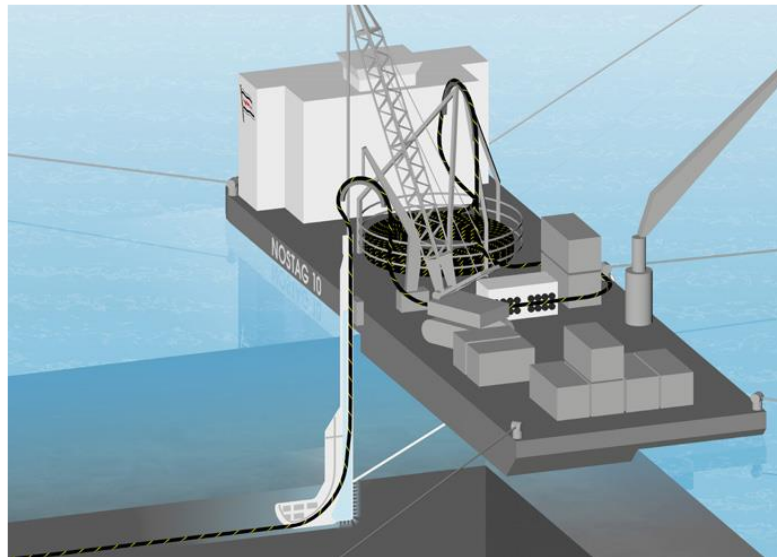


Figura 29. Barcaza empregada para o tendido de cable submarino.
Fonte: <https://www.rovworld.com/article5754.html>

5 NORMAS E REFERENCIAS

5.1 Disposicións legais e normas aplicadas

1. UNE-EN 61400-1:2006. Aeroxeradores. Parte 1: Requisitos de deseño.
2. IET/1045/2014, do 16 de xuño, pola que se aproban os parámetros retributivos das instalacións tipo aplicables a determinadas instalacións de produción de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovables, coxeración e residuos.
3. Real Decreto 413/2014, do 6 de xuño , polo que se regula a actividade de produción de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovables, coxeración e residuos.
4. Lei 9/1996, de 15 de xaneiro, pola que se adoptan medidas extraordinarias, excepcionais e urxentes en materia de abastecementos hidráulicos como consecuencia da persistencia da seca (modifica a agrupación 15, división 1, do anexo 1 do Real Decreto legislativo 1175/1990, de 28 de setembro, polo que se aproban as tarifas e a instrución do Imposto sobre Actividades Económicas).
5. Lei 15/2012, do 27 de decembro, de medidas fiscais para a sustentabilidade enerxética.
6. Lei 2/2013, de 29 de maio, de protección e uso sostible do litoral e de modificación da Lei 22/1988, de 28 de xullo, de Costas.
7. Lei 27/2014, de 27 de novembro, do Imposto sobre Sociedades,
8. Real Decreto 1028/2007, do 20 de xullo, polo que se establece o procedemento administrativo para a tramitación das solicitudes de autorización de instalacións de xeración eléctrica no mar territorial.
9. Real Decreto Legislativo 1/2008, do 11 de xaneiro, polo que se aproba o texto refundido da Lei de Avaliación de Impacto Ambiental de proxectos.
10. UNE 20003:1954. Cobre tipo recocido e industrial, para aplicacións eléctricas.

5.2 Programas de cálculo

1. MK Catenary Calculations.
2. Crystall Ball, de Oracle.
3. Microsoft Excel.
4. Google Earth.

5.3 Bibliografía

1. FÉLIX AVIA (CENER). *La energía eólica*, 2012. Sabadell: Fundación Gas Natural Fenosa. ISBN: 978-84-615-7876-4
2. CUCÓ PARDILLOS, S., 2017. *Manual de energía eólica: desarrollo de proyectos e instalaciones*. Valencia: Universitat Politècnica de València.
3. RODRÍGUEZ AMENEDO, J.L., BURGOS DÍAZ, J.C. e ARNALTE GÓMEZ, S., 2003. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Madrid: Rueda.
4. Antonio, M. i Borja Díaz, R., 2013. *Energía eólica*.
5. Breu, F., Guggenbichler, S. i Wollmann, J., 2008. *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*.
6. Castro-Santos, L., 2013. *Metodología para la evaluación económica de parques eólicos offshore flotantes a través del análisis del coste de las fases de su ciclo de vida*.
7. Couñago Lorenzo, B., Barturen Antépara, R. i Díaz Huerta, I., 2012. *Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español*.
8. Esteban, M.D., 2009. *Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore*.
9. EWEA., 2013. *Deep water - The next step for offshore wind energy*.
10. Ferreño González, S. et al., 2013. *Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar*.
11. Green, J. et al., 2007. OTC 19090 *Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power*.
12. Harris, R.E., Johanning, L. i Wolfram, J., 2004. *Mooring systems for wave energy converters : A review of design issues and choices*.
13. Robertson, A., Jonkman, J. i Masciola, M., 2014. *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4*.
14. Secretaría General de Energía y Secretaría General del Mar., 2009. *Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos*.
15. Ventus, A. i Baleares, *Diseño Óptimo de una Interconexión Submarina con Generación Eólica Offshore*
16. Página web Porto de Santander (última data de consulta 15/05/2018): <http://www.puertosantander.es/>
17. Página web Porto de Bilbao (última data de consulta 15/05/2018): <https://www.bilbaoport.eus/>
18. Página web Puertos del Estado (última data de consulta 15/05/2018): <http://www.puertos.es/es-es>
19. Página web "European Marine Observation and Data Network" (última data de consulta 18/05/2018): <http://www.emodnet-bathymetry.eu/>

20. Páxina web Red Eléctrica de España (última data de consulta 30/05/2018): <http://www.ree.es/es/>
21. Páxina web Vicinay Cadenas S.A (última data de consulta 18/05/2018): <http://www.vicinaycadenas.net/index/>
22. Páxina web Agencia Tributaria (última data de consulta 02/06/2018): <http://www.agenciatributaria.es/>
23. Páxina web Tesoro Público (última data de consulta 02/06/2018): <http://www.tesoro.es/>
24. <https://ideasmedioambientales.com/distancias-entre-aerogeneradores/> (última data de consulta 04/05/2018)
25. Páxina web Instituto para a Diversificación e Aforro da Enerxía (última data de consulta 30/05/2018): <http://www.idae.es/>
26. Páxina web Consello Mundial de Enerxía Eólica (GWEC) (última data de consulta 01/06/2018): <http://gwec.net/>
27. Páxina web de Siemens Gamesa (última data de consulta 02/06/2018): <https://www.siemensgamesa.com/en-int>
28. DNV., 2014. DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures..
29. British Petroleum., 2017. *BP Statistical Review of World Energy 2017*.
30. Asociación Empresarial Eólica., 2017. *Eólica 2017*.
31. IDAE., 2017. *Memoria anual IDAE 2015*
32. WindEurope., 2018. *Wind in power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics*
33. WindEurope., 2018. *Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2017*
34. Suárez-de Vivero, J.L., 2011. *Atlas para la planificación espacial marítima*.
35. Oscar Alexis Monzón Alejandro, 2010. *Diseño de una Central de generación Eólica de 20 MW*. Cátedra Endesa Red.
36. Jonkman, J. et al., 2009. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*.
37. Robertson, A., Jonkman, J. i Masciola, M., 2014. *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4*.
38. IDAE., 2011. *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020*.
39. Dewan, A. i Asgarpour, M., 2016. *Reference O&M Concepts for Near and Far Offshore Wind Farms*.
40. OMIE., 2017. *Informe de precios 2017*.

6 PARQUE OBXECTO DE ESTUDO

6.1 Localización

Para definir a localización do parque, contempláronse unicamente puntos pertencentes á costa de Cantabria, pois calquera outra opción sáese fóra dos límites deste proxecto.

Escolléronse sete zonas diferentes, todas elas correspondentes a puntos xeográficos incluídos na rede de nodos SIMAR, para os cales Portos do Estado proporciona datos relativos á velocidade e á dirección do vento, así como a altura e período das ondas.

As zonas seleccionadas recóllense na Táboa 3.

Táboa 3. Puntos elixidos como posibles localizacións do parque offshore

Punto N°	SIMAR	Lonxitude (°W)	Latitude (°N)	Profundidade (metros)	Distancia a costa (km)
1	3136040	3,83	43,67	363	19,5
2	3144040	3,50	43,67	1838	18,2
3	3124040	4,33	43,67	1489	29,8
4	3152036	3,17	43,50	83	12,3
5	3128036	4,17	43,50	94	9,6
6	1066075	3,50	43,75	2816	27,9
7	3140040	3,67	43,67	405	18,6

Pode verse a súa situación xeográfica no mapa da Figura 30:



Figura 30. Situación dos puntos elixidos para o estudo. Elaboración propia empregando o software Google Earth

No “Anexo I. Estudio da localización” realízase unha análise de todos aqueles factores que condicionan a elección da localización do parque. Este estudo dos distintos condicionantes leva a descartar tres das sete opcións iniciais, as designadas como zona 2, zona 3 e zona 6, de xeito que nos sucesivos apartados se analizarán soamente as recollidas na Táboa 4:

Táboa 4. Puntos NON descartados durante o estudo da localización

PUNTO Nº	SIMAR	LONXITUDE (°W)	LATITUDE (°N)	Profundidade (metros)	Distancia a costa (km)
1	3136040	3,83	43,67	363	19,5
4	3152036	3,17	43,50	83	12,3
5	3128036	4,17	43,50	94	9,6
7	3140040	3,67	43,67	405	18,6



Figura 31. Localizacións estudadas tachando as descartadas. Elaboración propia empregando o software Google Earth.

6.2 Aeroxerador e plataforma elixidos

En canto á plataforma, o uso de solucións flotantes ven motivado polo feito de que a costa de Cantabria, ao igual que a maior parte do litoral español, presenta grandes profundidades a distancias relativamente próximas á liña de costa, feito que fai inviable o uso de plataformas apoiadas sobre o fondo mariño.

Empregarase unha plataforma flotante semisumexible, de planta triangular, constituída por catro columnas. Tres das columnas dispóñense formando un triángulo equilátero, mentres que a cuarta actúa como columna central, situándose no centro de gravidade do triángulo. Esta columna central é a que soporta o peso do aeroxerador. As columnas exteriores son de maior diámetro para proporcionar maior inercia na flotación.

Para o desenvolvemento das plataformas flotantes, a industria da eólica offshore estase apoiando nos coñecementos e experiencia do sector offshore do petróleo e o gas. Sen embargo, é importante ter en conta as diferencias derivadas da presenza na plataforma dunha carga tan singular como é un aeroxerador.

A plataforma elixida foi dimensionada polo “National Renewable Energy Laboratory” (NREL), pertencente ao “U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy Operated”, nun estudo titulado “Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4” para unha turbina modelo cuxas características fundamentais se recollen na Táboa 5.

Táboa 5. Características do aeroxerador para o cal foi dimensionada a plataforma flotante semisumexible

Potencia	5 MW
Orientación do	Barlovento
Diámetro de rotor	126 metros
Altura do rotor	90 metros

O resultado do estudo é unha plataforma coas características que se recollen na Táboa 6.

Táboa 6. Características da plataforma semisumexible elixida

Calado da plataforma	20 m
Elevación da columna central sobre o nivel do mar	10 m
Elevación das columnas exteriores sobre o nivel do mar	12 m
Distancia entre as columnas exteriores	50 m
Diámetro da columna central	6,5 m
Diámetro das columnas exteriores	12 m
Diámetro das columnas base	24 m
Diámetro dos pontóns	1,6 m
Masa da plataforma	2527 ton



Figura 32. Prototipo a escala 1/50 da plataforma semisumexible. Fonte: Informe “Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4”

O aerogerador a instalar estará condicionado pola plataforma elixida, pois debe ser compatible coa mesma. Buscarase por tanto un modelo con unhas características o máis similares posible ás que presenta o aerogerador que foi usado para dimensionar a plataforma.

Deste xeito, o aerogerador seleccionado será o modelo G128-5.0MW Offshore, da multinacional española Gamesa S.A., empresa líder no mercado da eólica offshore.

A curva de potencia do aerogerador represéntase na Figura 33 e os seus datos técnicos recóllense na Táboa 7.

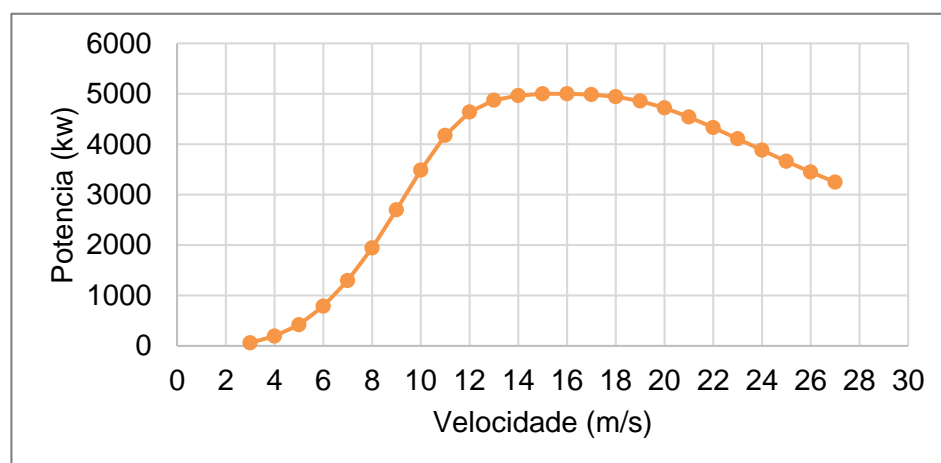


Figura 33. Curva de potencia do G128 - 5MW Offshore

Táboa 7. Características técnicas do aerogerador G128 - 5MW Offshore

DATOS OPERACIÓN	
Potencia nominal	5 MW
Velocidade do vento para conexión	2,0 m / s
Velocidade do vento para desconexión	27,0 m / s
Velocidade do vento nominal	14,0 m / s
Clase IEC	IB
ROTOR	
Diámetro	128 m
Área de barrido	12.868 m ²
Orientación	Barlovento
Velocidade máxima do rotor	12 voltas / min
Velocidade nominal de punta de pa	80 m/s
PAS	
Número de pas	3
Lonxitude	62,5 m
Velocidade de punta de pa	80 m/s
Material	Composto de matriz orgánica reforzada con fibra de vidro ou fibra de carbono
TORRE	
Altura do rotor	De 80 a 94 m
Material	Aceiro

Todas estas características da turbina foron extraídas dos datos proporcionados polo fabricante.

Tal e como se indica na Táboa 7, a altura do G128-5.0MW Offshore pode variar entre os 80 e os 94 metros, dependendo dos requirimentos propios do emprazamento. Neste estudo optárase por unha altura de torre de 80 metros, que unidos aos 10 metros que se eleva a columna central da plataforma sobre o nivel do mar sitúan o rotor da turbina a 90 metros de altura.

Na Figura 34 móstrase o conxunto aeroxerador – plataforma, e indícanse as dimensións da plataforma, así como a altura á que se sitúa o rotor do aeroxerador.

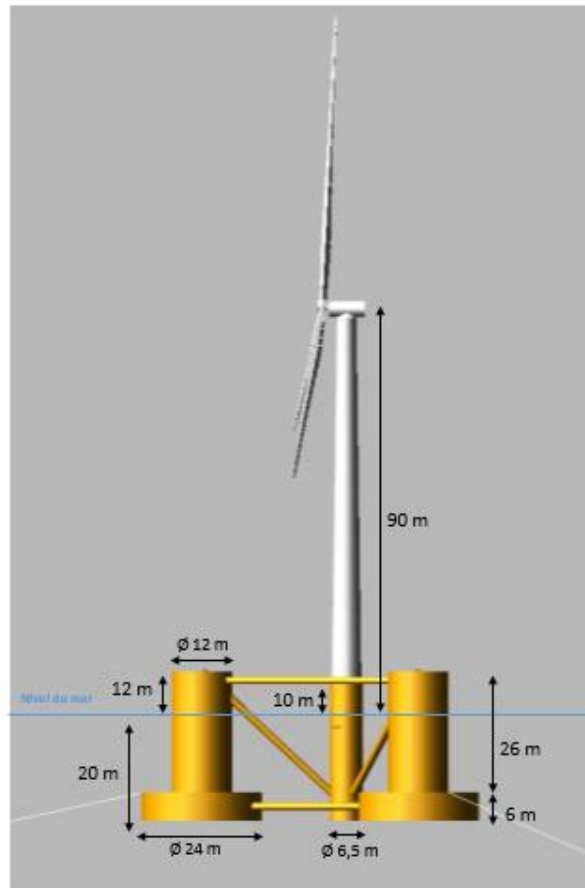


Figura 34. Plataforma co aeroxerador ensamblado. Fonte: (Robertson, Jonkman i Masciola 2014)

Optouse polo modelo G128-5.0MW Offshore en lugar do máis recente G132-5.0MW Offshore, porque, pese a que esta segunda opción produce un 3% máis de enerxía, o modelo G128-5MW conta cunha maior implantación, polo que a súa fiabilidade está totalmente probada.

Ademais, o tamaño de rotor do G128-5.0MW é moi similar ao do aeroxerador para o cal foi dimensionada a plataforma, 128 metros fronte a 126, respectivamente, mentres que no caso do G132-5MW este valor increméntase ata os 132 metros. Os grandes diámetros de rotor son indicados especialmente para localizacións con velocidades medias de vento moi elevadas, xa que permiten realizar un bo aproveitamento da gran cantidade de enerxía existente. Sen embargo, as localizacións que se están estudando non encaixan dentro dese suposto, polo que un rotor de 128 metros será máis axeitado que un de 132 metros.

As condicións externas a considerar no deseño dos aerogeradores dependen da localización onde se ten previsto instalalos. A comisión electrotécnica internacional (IEC), a través da normativa IEC 61400-1: edición 3 ("Wind turbines - Part 1: Design requirements"), recollida na lexislación española a través da norma UNE-EN 61400-1:2006 establece unha clasificación das turbinas eólicas en función da velocidade do vento e da turbulencia. Esta clasificación describe o grao de robustez da máquina, de forma que as máis robustas serán as máis apropiadas para ventos máis agresivos.

Distínguense tres clases (I, II e III) en función da velocidade de referencia e tres categorías (A, B e C) en función da intensidade de turbulencia de referencia. Canto menor é a clase, a turbina é capaz de soportar ventos máis fortes. Canto menor é a letra da categoría, maior é a intensidade de turbulencia que é capaz de soportar o aerogenerador.

As condicións definidas nas clases I, II e III non están pensadas para cubrir as instalacións offshore nin as condicións de vento experimentadas en tormentas tropicais tales como furacáns, ciclóns ou tifóns. Estas condicións poden requirir un deseño de aerogeradores da clase S, unha clase extra na que é o fabricante o que especifica os parámetros de deseño. A clasificación dos aerogeradores segundo a UNE-EN 61400-1:2006 recóllese na Táboa 8.

Táboa 8. Clasificación IEC aerogeradores. Fonte: UNE-EN 61400-1:2006

Clases de aerogeradores	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Valores a especificar polo fabricante
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

Para interpretar esta táboa é importante ter en conta que:

- Todos os parámetros indicados aplícanse á altura do rotor.
- V_{ref} é a velocidade media de referencia dezminutaria, que se define como a máxima velocidade media obtida con medicións dezminutarias.
- A designa a categoría para as características de turbulencias máis altas.
- B designa a categoría para as características de turbulencias medias.
- C designa a categoría para as características de turbulencias máis baixas.
- I_{ref} designa a intensidade de turbulencia cando o vento presenta unha velocidade media dezminutaria de 15 m/s.

Segundo a UNE-EN 61400-1:2006, a vida útil de deseño para os aerogeradores das clases I, II e III debe ser polo menos de 20 anos.

No caso da turbina G128-5.0MW Offshore, aínda que aparece clasificada como IB e non como clase S, o feito de que conte con unha versión definida polo propio fabricante como turbina offshore é suficiente para asegurar que será axeitada para este tipo de instalacións.

A plataforma flotante contará con varios sistemas, entre os cales se destacan os seguintes:

- Sistema de sinais e comunicacións. Para obter un rendemento axeitado é importante unha boa monitorización do parque. Para iso cada plataforma leva instalado un sistema de control que proporciona información case en tempo real a través dun cable de fibra óptica integrado no cableado de evacuación eléctrica.
- Sistema contra incendios. Ademais do sistema contra incendios existente en cada aeroxerador é preciso implantar un para a plataforma.
- Sistema de emerxencia. Permite controlar as paradas do rotor, causadas por tormentas eléctricas, fallos nos sistemas de control...
- Pintura e protección catódica. É un sistema de gran importancia, tanto por ser imprescindible para garantir a seguridade estrutural da plataforma ao impedir a corrosión como polo seu elevado peso no custo da mesma.
- Sistema de lastre: está formado por un conxunto de bombas que permiten realizar as manobras de lastrado e deslastrado, e que se encargan tamén de compensar a escora estática. Cando a plataforma perde a súa posición adrizada (aquela na que o seu plano de simetría se sitúa na vertical), este sistema encárgase de trasfegar auga a partir duns tanques de trasfego dispostos no interior da estrutura para corrixir a escora existente.

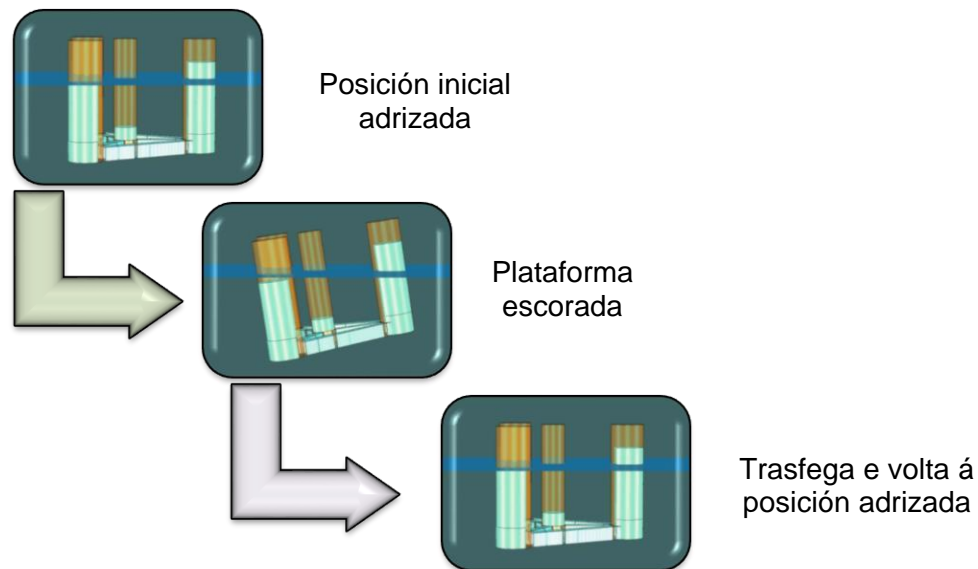


Figura 35. Escora e recuperación da posición adrizada. Elaboración propia a partir das imaxes obtidas de (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara i Díaz Huerta 2012)

6.3 Disposición dos aeroxeradores

A distribución en planta dos aeroxeradores que constitúen o parque realizarase buscando obter o maior aproveitamento posible dos recursos existentes. Para iso deberán terse en conta fundamentalmente dous aspectos: por unha parte a orientación das filas e columnas de aeroxeradores con respecto ás direccións predominantes do vento, e por outra a distancia entre dous aeroxeradores contiguos dentro dunha

mesma fila ou columna. Enténdese por fila a sucesión de aerogeradores aliñados na dirección perpendicular á dirección predominante do vento, e como columna a sucesión de aerogeradores aliñados na dirección paralela á mesma.

En canto á orientación xeral do parque, buscarase aquela disposición na cal as filas queden colocadas da forma máis perpendicular posible á dirección predominante do vento, para o cal se deberá ter en conta tanto a frecuencia do vento segundo as distintas direccións como a intensidade do mesmo en cada unha das direccións.

Tendo en conta que un aerogerador produce enerxía eléctrica a partir da enerxía do vento, o contido enerxético do vento que abandona a turbina será menor que o do que chega á turbina. Isto provoca que detrás da turbina apareza unha estela, que é unha zona de vento turbulento e de menor velocidade que o vento que chega á mesma. Este fenómeno é coñecido como efecto estela, e ten como consecuencia un menor aproveitamento da enerxía dispoñible e un aumento dos esforzos de fatiga no aerogerador.

Para evitar as consecuencias do xa explicado efecto estela, o ideal sería separar as turbinas o máximo posible na dirección predominante do vento. Sen embargo, unha maior separación das turbinas implica un menor aproveitamento do espazo, así como un aumento de custos por MW instalado (debido, entre outras cousas, a unha maior lonxitude de cableado). Buscarase entón unha solución de compromiso.

A distancia entre aerogeradores será distinta dependendo de se pertencen á mesma ou a distintas filas. Os propios fabricantes poden proporcionar os valores de separación entre aerogeradores que recomentan para a instalación dos seus modelos. Como neste caso non se dispón dese dato, establecerase a distancia baseándose nos estudos e publicacións ao respecto. Para os aerogeradores offshore con potencia comprendida entre 3 e 5 MW, asúmese que a distancia mínima que hai que respectar entre aerogeradores está entre 3 e 5 veces o diámetro do rotor para aerogeradores dunha mesma fila e entre 5 e 8 veces para aerogeradores de distinta fila (Esteban 2009).

Dun xeito similar, Óscar Alexis Monzón Alejandro, indicaba no seu proxecto "Deseño dunha Central de Xeración Eólica de 20 MW", na Cátedra Endesa Red, que a distancia entre aerogeradores dunha mesma fila non debe ser nunca inferior a dous diámetros de rotor, e entre os aerogeradores dunha fila e a seguinte haberá sempre unha distancia superior a oito diámetros.

Existen sen embargo outras teorías que incrementan considerablemente o valor destas distancias. Charles Meneveau, un estudoso de dinámica de fluídos da universidade de Johns Hopkins, desenvolveu un modelo para calcular o espazo óptimo entre turbinas, para maximizar o rendemento en grandes parques eólicos. A partir de simulacións informáticas a grande escala, e experimentos a pequena escala en túneles de vento, chegou á conclusión de que a distancia óptima entre turbinas de 5 MW debe ser aproximadamente 15 diámetros de rotor¹.

Para definir a distancia entre os aerogeradores do parque obxecto de estudo, búscase un equilibrio entre os beneficios de maximizar a separación entre os mesmos (maior aproveitamento do recurso eólico ao evitar o efecto estela) e os beneficios de minimizala (optimización da cantidade de cableado eléctrico necesario). Tendo en conta os datos indicados nos parágrafos anteriores, tómase unha opción intermedia entre os estudos máis e menos conservadores, e óptase por establecer unha distancia de 5 veces o diámetro do rotor para aerogeradores da mesma fila e de 8 veces o diámetro do rotor para aerogeradores de distintas filas.

¹ <https://ideasmedioambientales.com/distancias-entre-aerogeneradores/> consultado a 04/05/2018

Para coñecer a frecuencia e a velocidade coa que sopra o vento nas distintas direccións nas zonas consideradas recorreremos á páxina web de Portos do Estado (organismo público que depende do Ministerio de Fomento), que proporciona a rosa dos ventos para todos aqueles puntos pertencentes á rede de nodos SIMAR. Para as localizacións que están sendo estudadas obtéñense os seguintes resultados:

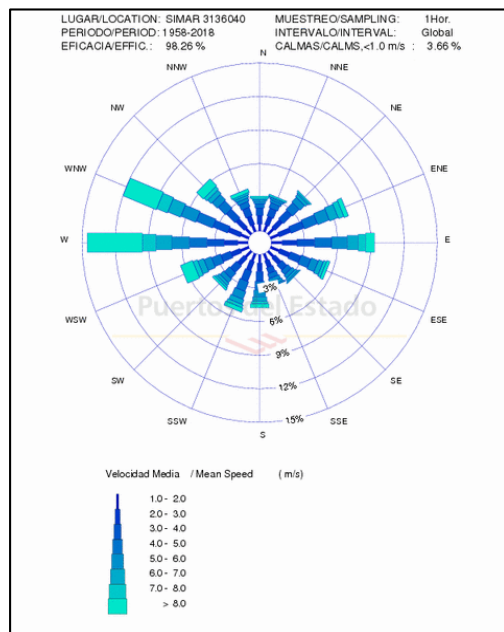


Figura 36. Rosa dos ventos da zona 1

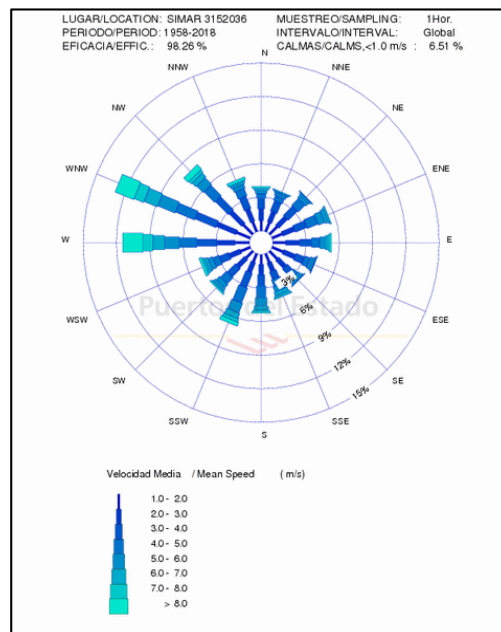


Figura 37. Rosa dos ventos da zona 4

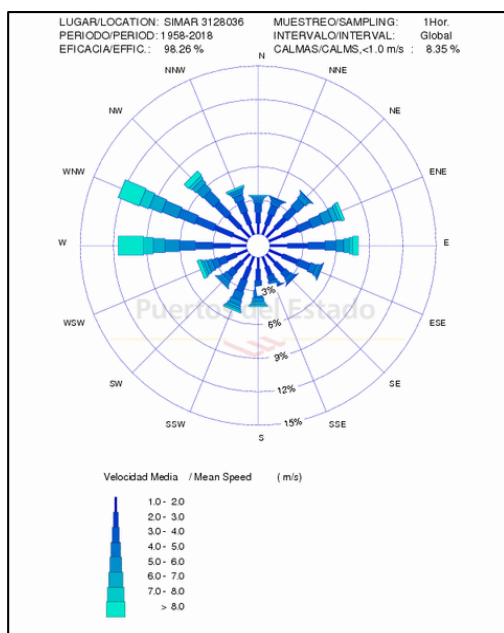


Figura 38. Rosa dos ventos da zona 5

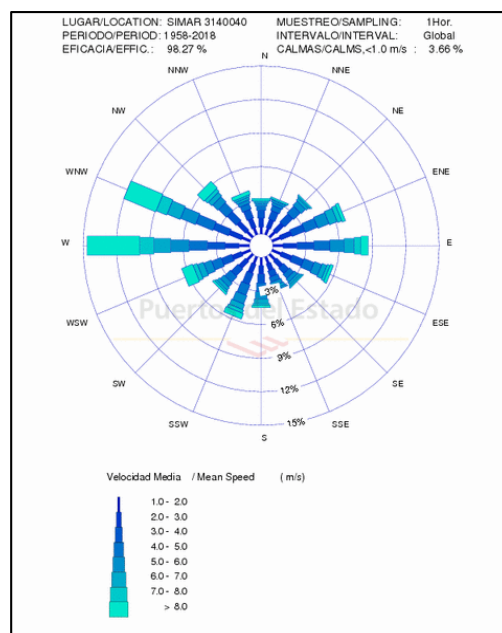


Figura 39. Rosa dos ventos da zona 7

A partir das rosas dos ventos, conclúese que a pesar das pequenas diferencias existentes, é posible establecer unha mesma dirección principal para todas as localizacións, dirección Oeste. As filas de aerogeradores dispóranse por tanto perpendiculares á mesma.

Para ilustrar os aspectos definidos neste apartado, preséntase a continuación un esquema no que se recolle a orientación das filas de aerogeradores con respecto á dirección predominante do vento, así como a separación existente entre turbinas (para o caso dun parque eólico constituído por 20 aerogeradores distribuídos en 4 filas iguais).

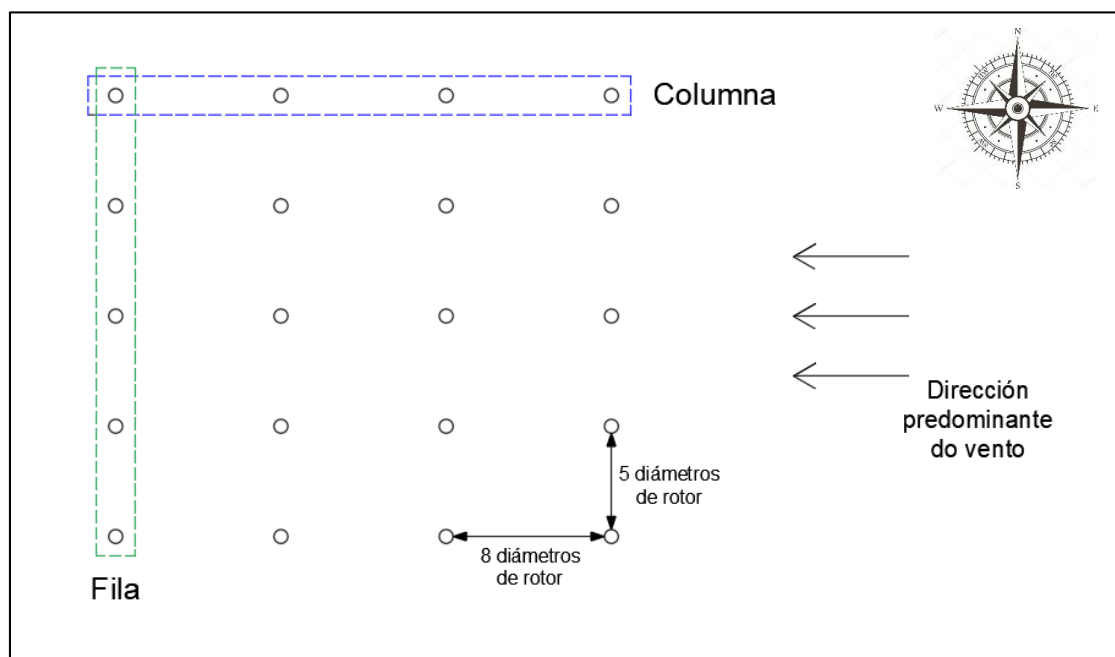


Figura 40. Orientación xeral do parque e separación entre filas e columnas de aerogeradores. Elaboración propia

A cantidade total de aerogeradores dependerá da potencia total que se desexa instalar no parque, así como da potencia unitaria de cada aerogerador, que neste caso é de 5MW. Ademais, para un mesmo número de aerogeradores, é posible establecer distintas distribucións, variando por exemplo a cantidade de turbinas que constitúen cada fila.

En base a estas variables, establécense varias alternativas de estudo, que se recollen no seguinte apartado.

6.4 Alternativas de estudo

Seleccionáronse inicialmente 7 localizacións diferentes, pero despois de realizar o “Estudo da localización”, recollido no Anexo I, descartáronse tres delas. Deste xeito, consideraranse ao longo do proxecto 4 posibles localizacións.

Para cada unha destas catro localizacións, vanse analizar 4 alternativas nas que se varía a potencia total do parque e a distribución dos aerogeradores, dando lugar así a 16 alternativas de estudo diferentes, que se detallan na Figura 41.

A distribución en planta de cada unha destas alternativas pode consultarse no Documento II - Planos.

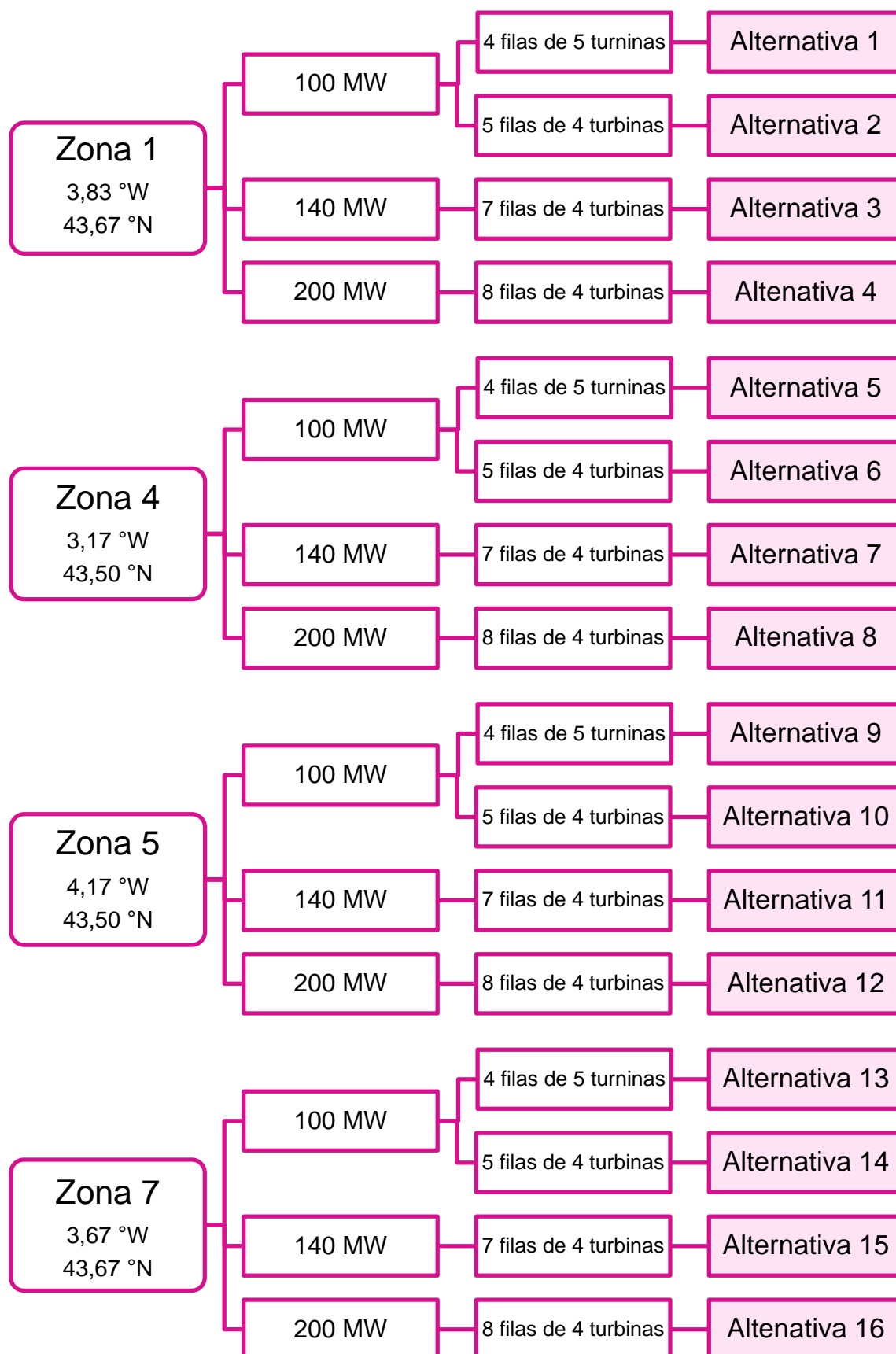


Figura 41. Alternativas de estudio

6.5 Sistemas de amarre e ancoraxe empregados

Os sistemas de amarre e ancoraxe son os encargados de limitar os movementos da plataforma, obrigándoa a que manteña a súa posición con respecto ao fondo mariño. Nunha plataforma offshore estes sistemas son de vital importancia, tanto técnica como economicamente.

Os distintos sistemas de amarre existentes poden consultarse no apartado “4.3.3 Sistemas de amarre e ancoraxe”. O sistema máis habitual no caso das plataformas flotantes é o sistema de catenarias, que será o que se adopte neste proxecto. As catenarias son amarres pouco restritivos, que permiten o movemento da estrutura en calquera dos seis graos de liberdade. Cada plataforma estará amarrada por tres liñas de catenaria, executadas en cadea de aceiro de 80 mm de diámetro con un peso en auga de 122 kg/m, do fabricante *Vicinay Cadenas S.A.*

Para dimensionar as liñas de amarre hai que ter en conta as cargas de vento sobre o aeroxerador e sobre a obra morta da plataforma, así como as cargas das ondas sobre a obra viva da plataforma. A lonxitude de cada liña dependerá das cargas e da profundidade existentes en cada localización. Dita lonxitude calcularase empregando o software libre “MK Catenary Calculations”, seguindo o procedemento explicado no “Anexo III: Cálculo de cargas e sistemas de fondeo”. Os resultados obtidos recóllense na Táboa 9.

Táboa 9. Lonxitude das liñas de amarre

Zona	Profundidade (m)	Lonxitude liña (m)
1	363	544,7
4	83	301,8
5	94	319,6
7	405	560,4

A eficacia do sistema de fondeo dependerá en gran medida das ancoraxes, cuxa capacidade de retención está condicionada polas propiedades do solo e a capacidade de escavación da áncoa empregada. Existe unha ampla variedade de tipoloxías, sendo as máis destacadas as que se recollen a continuación (as características de cada un destes sistemas poden consultarse no apartado “4.3.3 Sistemas de amarre e ancoraxe”):

- Áncora de gravidade ou de peso morto.
- Áncora de arrastre.
- Áncora de carga vertical.
- Pilotes de succión.
- Pilotes fincados ou incrustados.
- Pilotes introducidos mediante impacto, oscilación vibratoria, rotación...

Ante o elevado número de sistemas de fondeo existentes, é preciso buscar unha serie de criterios que permitan comparalos e determinar o máis axeitado a cada caso.

Algúns destes criterios son os que se indican a continuación (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara i Díaz Huerta 2012):

- Os pilotes son solucións pensadas para fondeos permanentes. As áncoras serven para fondeos permanentes e temporais.
- Os pilotes permiten o tiro vertical e que varias liñas de amarre compartan ancoraxe. As áncoras tradicionais non permiten o tiro vertical, e os modelos especiais que si o permiten son máis caros.
- Os pilotes custan un 40% menos que as áncoras, sen embargo presentan uns custos de instalación maiores. Os buques empregados para instalar as áncoras poden operar en peores condicións que os instaladores de pilotes.
- As inspeccións do terreo para instalar sistemas de áncoras son máis sinxelas e baratas que para os pilotes.
- Os tempos de instalación son menores para unha áncora que para os pilotes.

Tendo en conta que se empregan catenarias como liñas de amarre, optarase polo uso de áncoras como elementos de ancoraxe, que é a solución máis habitual nestes casos. A razón principal é o feito de que como as catenarias chegan horizontalmente ao fondo mariño, o punto de ancoraxe soamente está sometido a esforzos horizontais, polo que non é preciso un sistema que soporte esforzos verticais. Elixirase entón o sistema máis barato, e sumando os custos de adquisición e de instalación o custo das áncoras é menor que o dos pilotes.

As tres liñas de catenaria empregadas como liñas de amarre distribúense simetricamente ao redor do eixe vertical da plataforma. As plataformas orientaranse coa parte que conta con unha soa columna cara a dirección predominante do vento. Deste xeito conséguese un maior momento adrizante cando esta sexa a dirección de incidencia, e a cantidade de auga a trasfegar para adrizar a plataforma será menor (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara i Díaz Huerta 2012). A orientación da plataforma con respecto á dirección principal do vento, así como a distribución das tres liñas de amarre represéntase na Figura 42.

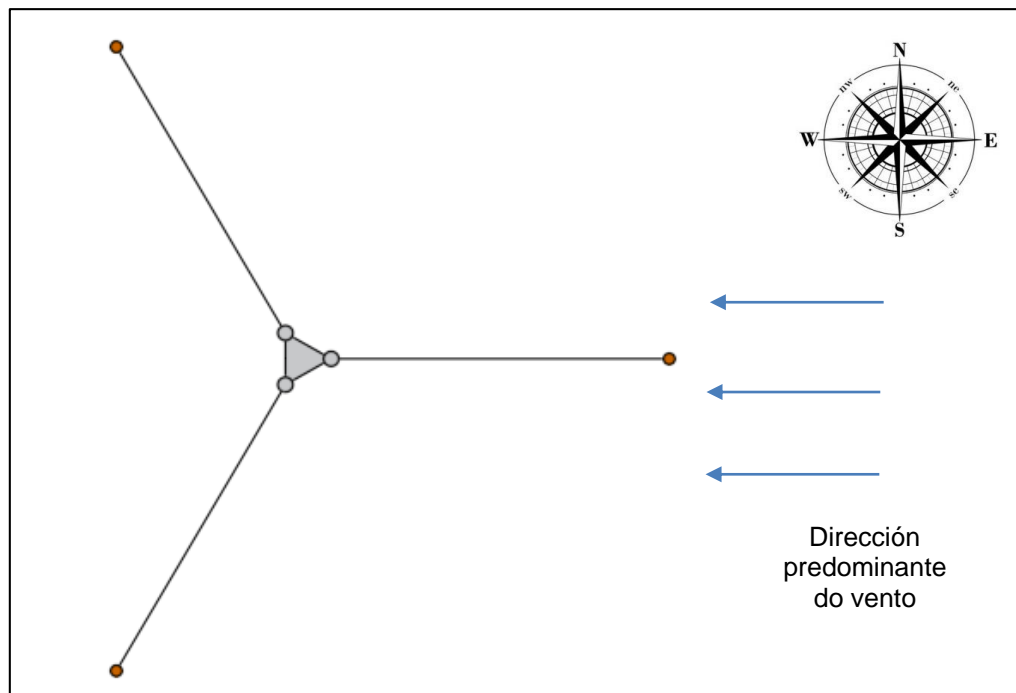


Figura 42. Orientación da plataforma e das liñas de amarre

Na Figura 43 móstrase a distribución en planta das plataformas, así como das liñas de amarre e dos elementos de ancoraxe para o caso dun parque eólico de 20 aerogeradores distribuídos en 5 filas iguais.

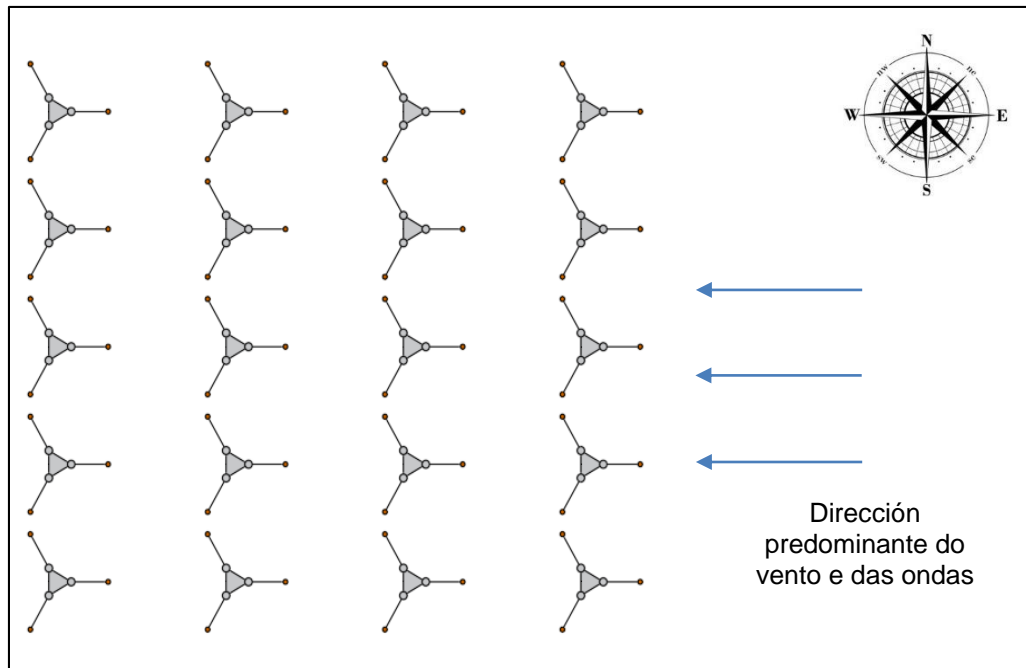


Figura 43. Disposición das plataformas e dos sistemas de amarre e ancoraxe para un parque de 20 aerogeradores con 5 filas

6.6 Sistema de conexión eléctrica do parque estudado

A evacuación da enerxía producida nos aerogeradores ata o punto de conexión co sistema eléctrico terrestre é unha das partes máis complexas dun parque eólico offshore. As condicións nas que ten que operar a infraestrutura eléctrica, moito máis hostís que no caso dun parque onshore, fan que o seu deseño sexa un aspecto clave en calquera proxecto deste tipo, tanto pola complexidade técnica que presenta como polo elevado peso económico que supón. Atendendo ao nivel de tensión existente, podemos distinguir tres partes dentro do sistema de conexión eléctrica:

- Instalación eléctrica e centro de transformación en cada aerogenerador.
- Cableado interno ou liña interna, que é a liña submarina que conecta aos aerogeneradores entre si e coa subestación offshore.
- Liña de evacuación, que conecta a subestación offshore co punto de conexión en terra.

En casos nos que a potencia total instalada é reducida e nos que os aerogeneradores se sitúan próximos á liña de costa pódese optar por eliminar a subestación offshore e transmitir a enerxía directamente dende o aerogenerador ata unha subestación en terra (onshore). Isto permite unha redución significativa dos custos da instalación debido ao elevado gasto que supón a subestación offshore. Sen embargo, en casos como o que están a ser estudados, cunha potencia total instalada elevada e unha distancia a costa importante, esta alternativa non resulta viable, pois as perdas eléctricas serían demasiado grandes.

6.6.1 Instalación eléctrica no aerogenerador

O aerogenerador transforma a enerxía do vento en enerxía eléctrica, a 690 Voltios en corrente alterna.

Para evitar as elevadas perdas eléctricas que suporía transmitir a corrente á tensión de xeración, colócase na base da torre un transformador, que eleva a tensión dende os 690 V ata a tensión do cableado interno do parque.

6.6.2 Cableado interno do parque

O cableado interno do parque, coñecido en inglés como “collection system”, ten como función transmitir a enerxía dende o aerogenerador ata a subestación offshore. A tensión desta liña ven determinada pola relación de transformación do transformador situado na base da torre dos aerogeneradores. O valor típico de voltaxe para o cableado interno é de entre 25 e 40 kV. Elíxese normalmente este rango de tensión pola dispoñibilidade de equipos estandarizados a prezos competitivos e porque unha tensión maior requiriría transformadores dun tamaño demasiado grande para ser instalados na torre do aerogenerador (Green et al. 2007). Neste caso optárase por unha tensión de liña de 30kV.

Tal e como se explica no apartado “4.3.4.2 Rede eléctrica interna”, para unir as turbinas entre si e coa subestación offshore pódese empregar unha configuración en cadea, radial ou en anel. Para os casos obxecto de estudo, descártase a configuración radial polo elevado incremento de custo que suporía unha lonxitude de cableado tan elevada. Entre as dúas opcións restantes, elíxese a máis sinxela, amplamente probada en parques eólicos, a configuración en cadea.

O cableado interno do parque realizarase entón cunha topoloxía de cadea, pero non será o cable principal o que pase polos aerogeneradores. O cable principal dispórase sobre o leito do mar, e cada aerogenerador transmitirá a corrente ata o mesmo a través dun cable independente. Deste xeito, como xa se explicou, non se compromete o funcionamento do parque ante o fallo nun aerogenerador.

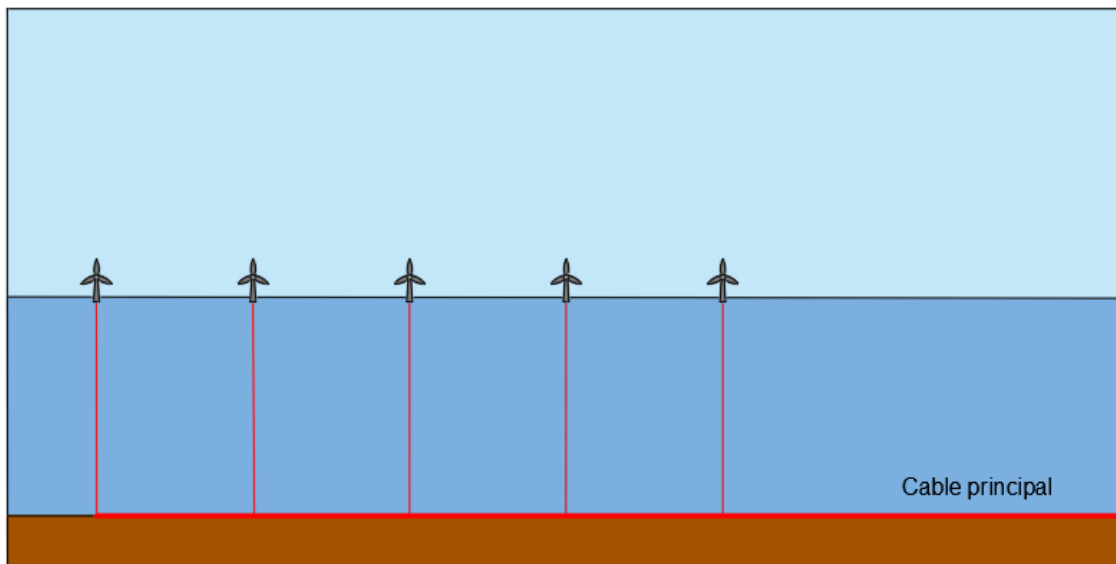


Figura 44. Disposición do cable principal e dos cables secundarios. Elaboración propia

A partir de todo o indicado, dedúcese facilmente que a disposición do cable principal será independente da localización estudada, pois ao situarse sobre o fondo mariño non se verá afectada pola profundidade. Sen embargo, si presentará variantes en función da potencia total instalada e da distribución dos aerogeradores. O esquemas presentados a continuación mostran a disposición do cable principal interno do parque para cada unha das alternativas estudadas, a cal pode ser consultada para maior detalle no Documento II - Planos.

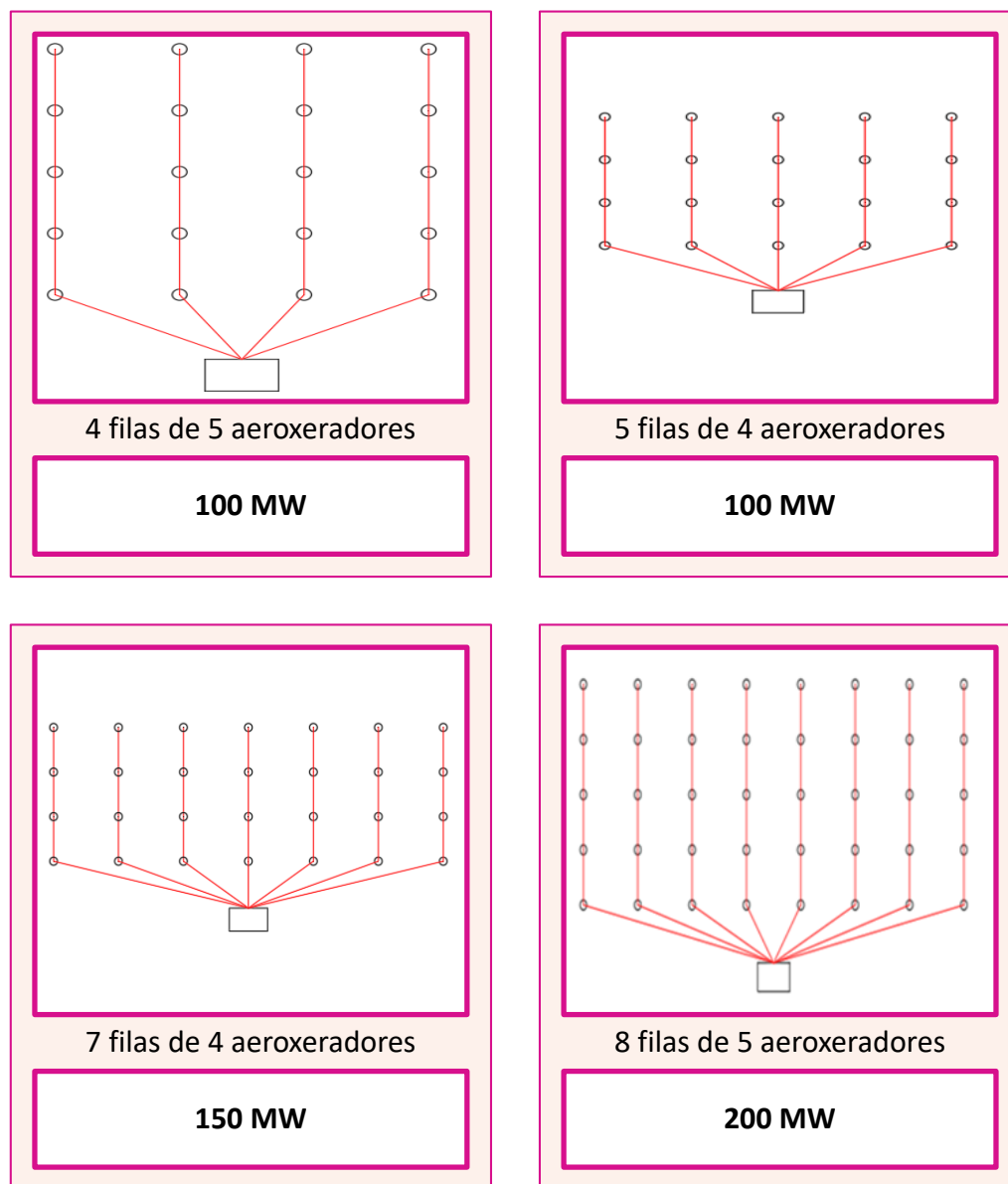


Figura 45. Configuración en cadea do cableado interno do parque para as distintas alternativas. Elaboración propia

A localización considerada si terá influencia sobre o cable que une cada turbina coa liña principal (cables secundarios), pois a súa lonxitude dependerá da profundidade existente. Ademais, a lonxitude total da liña secundaria, constituída por todos os cables que unen cada un dos aerogeradores coa liña principal, dependerá do número de aerogeradores instalados.

A transición entre os dous tipos de cable realízase sobre o fondo mariño, tal e como se mostra na Figura 46.

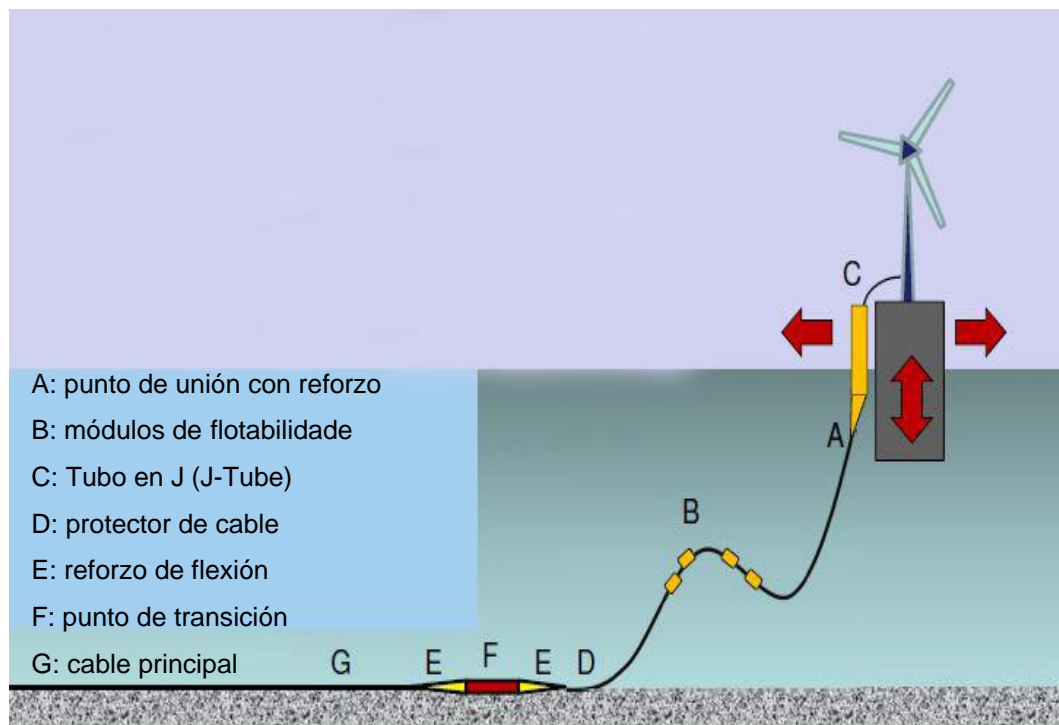


Figura 46. Conexión dunha turbina co cable principal. Fonte: presentación Pedro Cavaleiro. Conferencia Internacional OTEO, 2012, Portugal

6.6.3 Liña de evacuación

Para realizar a conexión eléctrica entre o parque e a rede eléctrica terrestre existen dous esquemas básicos. O primeiro deles consiste en transportar a enerxía directamente dende os aerogeneradores a terra, mentres que o segundo consiste en recoller a enerxía xerada nos aerogeneradores do parque e conducila ata unha subestación offshore, onde se modifica a tensión eléctrica e dende a cal sae un cable que transporta a enerxía ata a subestación onshore.

Como xa se indicou anteriormente, neste caso debe descartarse a primeira opción, pois soamente é viable para instalación eólicas próximas á costa e ao punto de conexión, e con unha potencia total reducida.

Óptase entón pola segunda opción, axeitada para grandes distancias á costa e unha potencia total da instalación elevada. Dentro deste esquema de conexión, cabe a posibilidade de que o transporte da enerxía eléctrica entre as dúas subestacións, offshore e onshore, se realice en corrente continua en lugar de en corrente alterna, con convertedores entre ambos tipos de corrente tanto en mar como en terra. Canto maior sexa a distancia a costa e a potencia da instalación, máis interesante será o uso da corrente continua fronte á corrente alterna. Sen embargo, a pesares das vantaxes que presenta, o alto custo dos convertedores fai imprescindible valorar economicamente o uso deste tipo de corrente. (Esteban 2009).

O elevado investimento derivado da necesaria implantación dunha subestación transformadora a HVDC (High Voltage Direct Current), fai que o uso da tecnoloxía baseada na corrente continua comece a ser rendible para lonxitudes de liña superiores aos 80 km (Ventus i Baleares). Polo tanto, óptase por realizar o transporte de enerxía entre as subestacións offshore e onshore empregando corrente alterna.

A liña de evacuación, designada en inglés como “transmission system”, é a encargada de transportar a enerxía eléctrica dende a subestación ata a rede eléctrica existente en terra. Tal e como se explica no apartado “4.3.4.3 Liña de evacuación da enerxía xerada”, a liña de evacuación consta de dous tramos: un tramo de cable submarino e un tramo de cable en terra.

O cable submarino dispórase apoiado sobre o fondo mariño. O cable terrestre consistirá nunha liña enterrada.

A instalación da subestación offshore ten como obxectivo elevar a tensión eléctrica para reducir as perdas na liña de evacuación. Un dos factores que condiciona a elección da tensión desta liña é a existencia de redes eléctricas en terra con ese mesmo nivel de tensión. No caso das alternativas que están a ser estudadas, o nivel de tensión máis adecuado en función das liñas existentes en terra será de 220 kV. Ademais, as perdas eléctricas serán menores que no caso de decantarse por unha tensión de 132 kV, que é outro valor usado habitualmente neste tipo de instalacións.

A lonxitude da liña submarina será igual ao valor de distancia á costa de cada localización. A lonxitude da liña de evacuación en terra dependerá da distancia entre o punto de chegada á costa e a subestación que conte con rede de 220 kV máis próxima. Na Figura 47 situáronse os catro emprazamentos que se están estudando sobre o mapa da rede eléctrica proporcionado por “Red Eléctrica de España”. Nel sinalouse tamén de xeito aproximado o trazado ideal que debería seguir a liña submarina considerando unicamente o criterio de minimizar a súa lonxitude. Esta figura permite comprobar que as opcións mellor situadas en canto á distancia existente entre o punto de chegada a terra da liña de evacuación submarina e unha subestación con rede de 220 kV son as localizacións 1 e 5.



**Figura 47. Situación das posibles localizacións sobre mapa de rede eléctrica.
Elaboración propia a partir de mapa “Red Eléctrica de España”**

6.7 Produción enerxética do parque

O cálculo da produción enerxética do parque consiste en determinar a cantidade de enerxía que é posible extraer do mesmo. Este dato será o empregado para calcular os ingresos que se poden obter coa venda de dita enerxía.

A metodoloxía de cálculo e os resultados obtidos detállanse no “Anexo II. Estudo enerxético”.

A cantidade de enerxía extraída será diferente para cada unha das 16 alternativas de estudo, presentando os valores que se indican na Táboa 10.

Táboa 10. Enerxía neta xerada anualmente polo parque (MWh) correspondente a cada unha das 16 alternativas de estudo

Alternativa de estudo	Enerxía neta xerada anualmente (MWh)
Alternativa 1	298.754
Alternativa 2	298.417
Alternativa 3	415.926
Alternativa 4	592.511
Alternativa 5	260.901
Alternativa 6	260.608
Alternativa 7	363.447
Alternativa 8	518.217
Alternativa 9	244.210
Alternativa 10	243.935
Alternativa 11	340.271
Alternativa 12	485.335
Alternativa 13	297.256
Alternativa 14	296.921
Alternativa 15	413.871
Alternativa 16	589.650

7 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA

7.1 Obxectivo

O obxectivo deste capítulo é analizar a viabilidade económica das distintas alternativas estudadas para a implantación do parque eólico offshore. Esta análise permite coñecer a rendibilidade do proxecto, polo que é fundamental para calquera proxecto empresarial, e especialmente para aqueles que, como é o caso que está sendo estudado, supoñen un gran investimento económico inicial.

7.2 Metodoloxía de cálculo

A avaliación da viabilidade económica dun proxecto fundaméntase na determinación do Cash Flow (fluxo de caixa) ao longo do seu ciclo de vida. A calidade de dita avaliación estará condicionada pola fidelidade coa que ese fluxo de fondos represente o discurrir do proxecto.

Consideraranse dúas alternativas de estudo, unha na que se emprega financiamento e outra na que se opta por un proxecto sen financiar.

No caso do proxecto sen financiar, todos os recursos son aportados polo promotor. Nesta situación, o pasivo será igual ao patrimonio neto.

No caso do proxecto financiado, unha parte dos recursos son aportados polo promotor, e a outra por unha entidade financeira, por exemplo un banco.

ACTIVO	PASIVO	ACTIVO	PASIVO
Activo non corrente	Patrimonio neto	Activo non corrente	Patrimonio neto
Activo corrente		Activo corrente	Pasivo non corrente

Figura 48. Principais compoñentes do activo e o pasivo para o caso dun proxecto sen financiar (esquerda) e dun proxecto financiado (dereita)

No proxecto obxecto de estudo non existen créditos a curto prazo para provedores, o cal implica que non existirá pasivo corrente. Deste xeito, o fondo de manobra, que se define como a diferenza entre o activo corrente e o pasivo corrente, será igual ao activo corrente.

O cálculo do Cash Flow, estará condicionado pola presenza ou ausencia de financiamento, pois no caso do proxecto financiado é preciso ter en conta, ademais do fluxo de caixa do proxecto, o relativo ao crédito. Deste xeito, as variables que interveñen no cálculo do Cash Flow en cada un dos casos mencionados son as que se recollen na Figura 49.

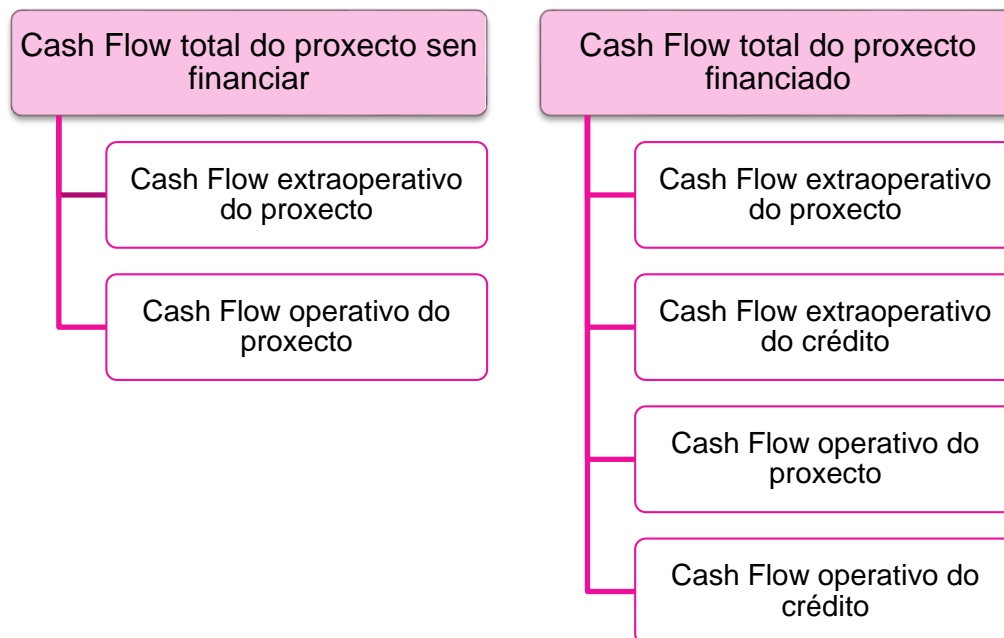


Figura 49. Diferenzas entre o Cash Flow do proxecto sen financiar e financiado

É dicir, o proxecto sen financiar dependerá do seu custo de implantación e do seu custo de explotación, mentres que o proxecto financiado dependerá, a maiores, do custo de implantación do crédito e do custo de explotación do crédito.

7.2.1 Cálculo dos fluxos de caixa ou Cash Flow

7.2.1.1 Cálculo do Cash Flow extraoperativo do proxecto

O Cash Flow extraoperativo é o fluxo de caixa da implantación do parque eólico offshore, é dicir, os cobros e os pagos alleos á explotación do parque. Para poder determinalo é preciso coñecer o valor de cada un dos investimentos necesarios para a implantación do parque eólico, así como o momento no que deben realizarse.

O valor do Cash Flow ven dado pola suma do investimento en activo non corrente máis o investimento en fondo de manobra. Este fondo de manobra calcúlase como a diferenza entre o activo corrente e o pasivo corrente, e representa a capacidade dunha empresa para desenvolver con normalidade as súas actividades a curto prazo.

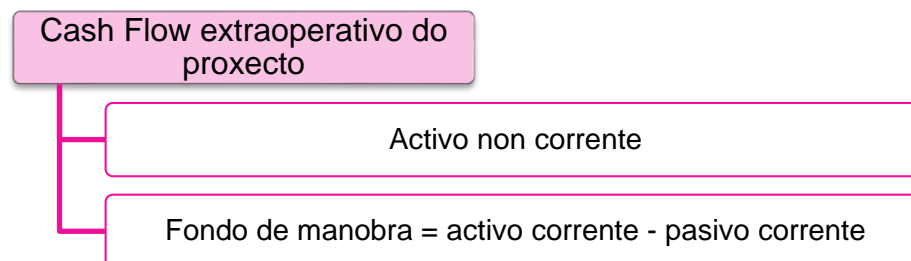


Figura 50. Cálculo do Cash Flow extraoperativo

7.2.1.2 Cálculo do Cash Flow operativo do proxecto

O Cash Flow operativo representa os fondos xerados polo proxecto ao longo da súa vida útil. Correspóndese coa diferenza entre os ingresos e os gastos orixinados pola explotación do proxecto. Para determinar o seu valor séguese o procedemento indicado a continuación.

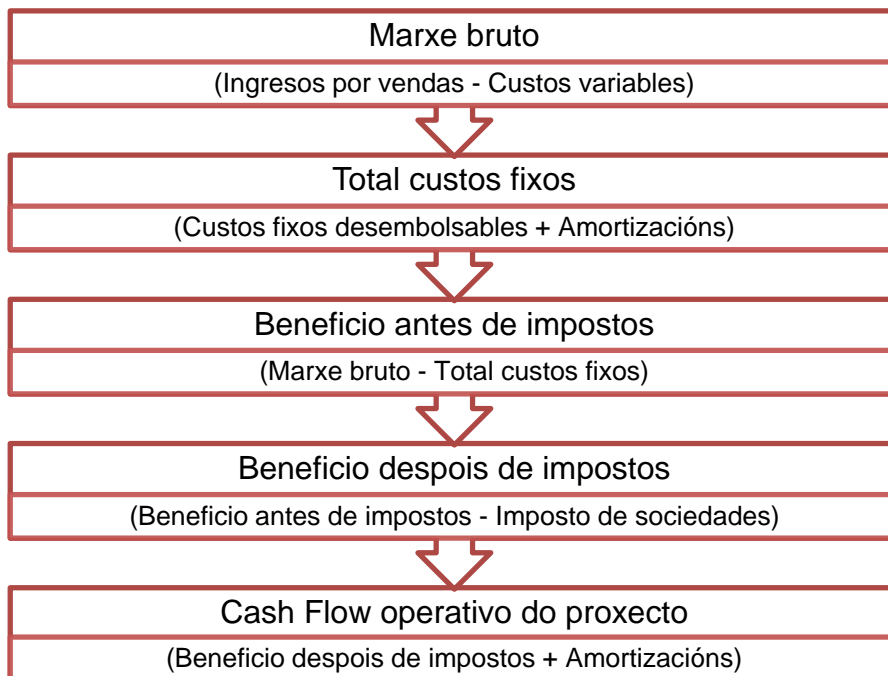


Figura 51. Cálculo do Cash Flow operativo do proxecto

6.2.1.3 Cálculo do Cash Flow extraoperativo do crédito

O Cash Flow extraoperativo do crédito ten en conta as entradas e as saídas de fondos (corretaxe, comisións e amortizacións) relativas ao crédito.

As amortizacións do crédito calcularanse empregando o coñecido como Método francés.

6.2.1.4 Cálculo do Cash Flow operativo do crédito

O Cash Flow operativo do crédito comprende o pago dos xuros e o escudo fiscal, que se define como “a propiedade asociada a aqueles gastos que diminúen os impostos a pagar”. Constituirá unha entrada de fondos igual ao produto dos xuros polo tipo de gravame do imposto de sociedades.

7.2.2 Cálculo de indicadores económicos de resultados

Unha vez coñecidos os valores dos fluxos de caixa, analizaranse tres parámetros que determinarán a viabilidade do proxecto. Trátase dos tres criterios máis empregados para a avaliación de proxectos de investimento, e son os indicados a continuación:

- Valor Actual Neto (VAN), expresado en millóns de euros.
- Taxa Interna de Retorno (TIR), expresada en %.
- Período de recuperación do proxecto, expresado en anos.

7.2.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

O Valor Actual Neto (VAN) do proxecto calcúlase por medio da valoración do Cash Flow total no momento de tomar a decisión de investir. Trátase dun valor actualizado a presente dos fluxos de caixa futuros que se espera que xerará o proxecto, descontados a un certo tipo de xuro, e comparados co investimento inicial necesario para levar a cabo o proxecto.

O valor deste indicador obtense a partir da seguinte expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (1)$$

Onde

n é o número de períodos considerados

V_t representa os fluxos de caixa en cada período de tempo t

k é o tipo de xuro

I_0 é o valor do investimento inicial do proxecto

O criterio empregado para determinar a viabilidade dun proxecto a partir do VAN é o feito de que este sexa positivo ou negativo. En base a este criterio, poden darse as tres situacións recollidas na Táboa 11.

Táboa 11. Viabilidade dun proxecto en función do VAN

VAN < 0	O investimento produciría ganancias por debaixo da rendibilidade esixida (k), polo tanto a decisión a tomar sería non investir no proxecto
VAN > 0	O investimento produciría ganancias por encima da rendibilidade esixida (k), polo tanto a decisión a tomar sería investir no proxecto
VAN = 0	O investimento non produciría ganancias nin perdas, polo tanto a decisión a tomar estaría condicionada por outros factores, como poden ser conseguir unha mellor posición no mercado ou mellorar a imaxe da empresa.

7.2.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR dun proxecto é o tipo de xuro que retribúe ao proxecto ao longo do seu ciclo de vida. É por tanto un indicador da rendibilidade que se consegue a partir do capital investido.

Matematicamente a TIR representa a taxa de desconto que anula ao VAN, de forma que o seu valor se pode obter igualando a cero a expresión empregada para determinar o VAN e despxando o valor de k da ecuación obtida.

$$\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (2)$$

Onde TIR é a taxa interna de retorno, que constitúe neste caso a incógnita da ecuación (equivale ao termo k que aparecía na expresión do VAN).

Ao igual que no caso do VAN, a TIR empregárase para determinar se o proxecto é ou non viable. A taxa mínima por debaixo da cal non debe aceptarse un proxecto está relacionada co custo do capital para o investidor. O proxecto só será viable en caso de que a TIR sexa maior (ou igual) que o custo de oportunidade, tanto no caso do proxecto sen financiar como no caso do proxecto financiado. O criterio empregado para determinar a viabilidade dun proxecto en función da TIR é o recollido na Táboa 12.

Táboa 12. Viabilidade dun proxecto en función da TIR

TIR < k	A rendibilidade do proxecto está por debaixo da mínima esixida, polo tanto a decisión a tomar sería non investir no proxecto
TIR > k	A rendibilidade do proxecto está por encima da mínima esixida, polo tanto a decisión a tomar sería investir no proxecto
TIR = k	A rendibilidade do proxecto iguala á rendibilidade esixida, polo tanto, ao igual que no caso no que VAN = 0, a decisión a tomar estaría condicionada por outros factores

A TIR proporciona unha medida da rendibilidade dun proxecto en termos porcentuais. Deste xeito, canto maior sexa a TIR, maior será a rendibilidade do proxecto. Sen embargo, a TIR tamén presenta algunhas limitacións. En primeiro lugar, considera de forma implícita que os fluxos de caixa intermedios teñen que ser recolocados nos períodos intermedios á mesma taxa que a TIR ao longo de toda a vida do proxecto, algo que se a TIR é elevada resulta complicado. En segundo lugar, se na vida do proxecto existen varios cambios de signo é posible que o cálculo presente varias solucións.

Por estas razóns, en caso de non coincidir os resultados proporcionados polo VAN e pola TIR, a decisión tomarase en base ao indicado polo Valor Actual Neto (VAN).

7.2.2.3 Período de recuperación do proxecto

O período de recuperación dun proxecto defínese como o tempo necesario para recuperar o capital investido. Identifícase como o primeiro ano no que o VAN acumulado do proxecto presenta un valor positivo.

Constitúe un indicador do risco do proxecto, xa que canto maior sexa o número de anos necesarios para recuperar os fondos investidos, maior será a posibilidade de que existan factores que non se puideron previr no momento de tomar a decisión e que poden afectar á rendibilidade do proxecto.

É importante destacar que nunca se investirá nun proxecto que presente un período de recuperación maior que a súa vida útil, pois iso implicaría que non se vai recuperar o capital investido.

7.3 Escenario

Estudárase a viabilidade económica dun total de 16 escenarios posibles, que se corresponden coas 16 alternativas de estudo analizadas.

O escenario debe recoller todos os datos relevantes do proxecto, converténdose así na fonte de datos necesaria para realizar a avaliación económica do mesmo. Incluindo no escenario as condicións de financiamento pode realizarse tamén a avaliación económica do proxecto financiado.

A continuación recóllense os factores necesarios para definir o escenario clasificados en catro grandes grupos: investimento, operación, entorno e financiamento. Estes serán os datos de partida para determinar a viabilidade do proxecto.

7.3.1 *Investimento*

7.3.1.1 **Activo non corrente: custos de implantación e desmantelamento**

Os custos de implantación do parque correspóndense co obtido como importe de execución no presuposto.

Este importe será diferente para cada unha das alternativas de estudo, pois depende de factores como a potencia instalada, a distribución dos aeroxeradores ou a distancia á costa. Na Táboa 13 recóllese o valor total que acada o investimento inicial para cada un dos escenarios estudados. Para coñecer o peso dos distintos capítulos sobre este valor total pode consultarse o Documento III: Presuposto.

Táboa 13. Custos de implantación para cada unha das 16 alternativas de estudo

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aeroxeradores (100 MW)	349.084.759 €	333.982.140 €	327.936.112 €	349.778.882 €
5 filas de 4 aeroxeradores (100 MW)	348.718.386 €	333.615.767 €	327.569.739 €	349.412.509 €
7 filas de 4 aeroxeradores (140 MW)	465.061.439 €	446.877.103 €	441.020.463 €	465.967.023 €
8 filas de 5 aeroxeradores (200 MW)	641.117.865 €	641.117.865 €	612.738.395 €	642.340.642 €

É preciso contabilizar tamén neste apartado a dotación correspondente ao custo de desmantelamento, que deberá asumirse ao final da vida útil do parque, e que se estima que acadará un valor do 3% dos custos de implantación, polo que, do mesmo xeito que estes, será diferente para cada un dos 16 escenarios posibles.

7.3.1.2 **Vida útil do parque, prazo de construción e condicións de pago**

A vida útil do proxecto determínase en base ao establecido pola IET/1045/2014, do 16 de xuño, pola que se aproban os parámetros retributivos das instalacións tipo

aplicables a determinadas instalacións de produción de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovables, coxeración e residuos.

Esta IET establece a vida útil regulamentaria para as distintas instalacións tipo, tal e como se recolle na Táboa 14.

Táboa 14. Vida útil regulamentaria. Fonte: IET/1045/2014

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulamentaria (anos)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 e a.1.3	25
	a.2		25
b)	b.1	b.1.1	30
		b.1.2	25
	b.2	b.2.1	20
	b.3		20
	b.4, b.5, b.6, b.7 e b.8		25
c)	c.1, c.2 e c.3		25

Para determinar á que categoría, grupo e subgrupo pertence a instalación obxecto deste proxecto recórrese ao Real Decreto 413/2014, do 6 de xuño, polo que se regula a actividade de produción de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovables, coxeración e residuos. O caso dun parque eólico offshore inclúese na categoría b, que comprende aquelas instalacións que utilicen como enerxía primaria algunha das enerxías renovables non fósiles, e dentro desta, no grupo b.2, indicado para instalacións que unicamente utilicen como enerxía primaria a enerxía eólica, e no subgrupo b.2.2, indicado para instalacións eólicas situadas en espazos mariños, que inclúen tanto as augas interiores como o mar territorial.

Tendo en conta todo o anterior, establécese unha vida útil do proxecto de 20 anos (como o subgrupo ao que pertence a instalación non aparece de xeito explícito na táboa da IET/1045/2014 tómase o valor indicado para o grupo ao que pertence).

En canto ao prazo de construción, estímase unha duración de 2 anos, que se corresponderán co ano 0 e o ano 1 no estudo de viabilidade. Tendo en conta isto e que a vida útil do proxecto é de 20 anos conclúese que o estudo de viabilidade abarcará ata o ano 21. Establécese como condicións de pago do proxecto que o pago do investimento inicial se realizará durante os 2 anos que dura a construción do parque, repartido de forma equitativa entre ambos, é dicir, o primeiro ano pagarase o 50% do investimento inicial e o segundo ano o 50% restante.

Táboa 15. Vida útil do parque, prazo de construción e condicións de pago

Vida útil do proxecto	20 anos
Prazo de construción	2 anos
Condições de pago	50% os dous primeiros anos

7.3.1.3 Amortizacións de activos fixos

Os activos fixos son aqueles que permanecen invariables ao longo da vida útil do proxecto, de xeito que o seu período de amortización é igual á duración da mesma, é dicir, 20 anos. Esta duración do período de amortización cumpre co límite fixado pola Axencia Tributaria como período máximo de amortización para o caso de centrais renovables, que é de 30 anos ².

Considerarase unha amortización lineal, que se calcula a través da seguinte expresión:

$$Amortización\ anual = \frac{Investimento\ fixo - Valor\ residual}{Vida\ útil} \quad (3)$$

O investimento fixo está constituída polos custos de implantación do parque eólico.

Enténdese por valor residual o valor que posúe un activo ao final da súa vida útil. Neste estudo, ante a inexistencia de precedentes que sirvan para determinar se os elementos que constitúen un parque offshore destas características conservan algún tipo de valor ao final da vida útil, optarase pola situación máis desfavorable: asumírase que o valor residual de todos os compoñentes da instalación é nulo.

7.3.1.4 Activo corrente

O activo corrente representa o valor de todos aqueles activos que poden ser convertidos en diñeiro en efectivo dentro do prazo dun ano. No caso que se está estudando, ao non existir pasivo corrente (débedas e obrigas que deben ser pagadas nun prazo inferior a un ano), o valor do activo corrente será o mesmo que o do fondo de manobra.

Recibe o nome de corrente porque é un activo que se atopa continuamente en movemento, e que pode venderse, utilizarse, converterse en diñeiro líquido ou entregarse como pago sen demasiada dificultade.

O activo corrente pode entenderse tamén como todos aqueles recursos necesarios para desenvolver a actividade diaria da empresa. Está constituído polos clientes e a tesourería.

- **Clientes:** No caso dun parque eólico, os clientes son as empresas distribuidoras de electricidade ás cales se lles subministra a enerxía xerada no parque.

Trátase dun activo de gran importancia, debido ao tempo que pode transcorrer dende que se empeza a subministrar a enerxía ata que se recibe o pago correspondente. Así, considerarase para esta compoñente do activo corrente un valor igual aos ingresos por venda de enerxía de dous meses (60 días).

- **Tesourería:** Adoptarase para as necesidades de tesourería un valor equivalente aos gastos de explotación de dous meses.

² Dato consultado na web <https://www.agenciatributaria.es> a 10/05/2018

7.3.2 Operación

7.3.2.1 Gastos de explotación

Os gastos de explotación son aqueles que se deben asumir ao longo da vida útil do parque eólico. Comprenden gastos de diferente índole, que se indican a continuación.

- **Gastos de operación e mantemento:** o mantemento é un factor clave nas instalacións de eólica mariña, tanto pola importancia que presenta evitar calquera tipo de incidencia que provoque reducións na cantidade de enerxía que pode subministrar o parque como polo elevado custo que supón realizar as tarefas de mantemento no medio mariño.

A partir dos datos consultados na publicación “Reference O&M Concepts for Near and Far Offshore Wind Farms”, do ECN (Energy research Centre of the Netherlands), estímase uns custos de operación e mantemento para o parque obxecto de estudo de 15€/MWh. Considerarase que estes custos se manteñen constantes ao longo da vida útil do parque.

- **Seguros:** é preciso contar con seguros de responsabilidade civil, de perda de produción e de reposición de activos. O custo destes seguros situarase en torno ao 1% dos custos totais de investimento, segundo o “Estudo Técnico PER 2011-2020”.
- **Imposto de actividades económicas:** este imposto está regulado pola disposición adicional 3 da Lei 9/1996, de 15 de xaneiro, pola que se modifica o grupo 151 recollido no Anexo I do Real Decreto Lexislativo 1175/1990, do 28 de setembro, polo que se aproban as tarifas e a instrución do Imposto sobre Actividades Económicas. A cota establecida é de de 0,721215 € por cada kW de potencia instalado.
- **Imposto sobre o valor da produción de enerxía eléctrica:** este imposto está regulado pola Lei 15/2012, do 27 de decembro, de medidas fiscais para a sustentabilidade enerxética. O artigo 8 desta lei establece que o imposto se esixirá ao tipo do 7%,o cal se aplicará, tal e como se establece no artigo 6 da mesma, sobre o importe total que corresponda percibir pola venda de enerxía eléctrica.
- **Canon de ocupación de dominio público marítimo terrestre:** este canon está regulado pola Lei 2/2013, de 29 de maio, de protección e uso sostible do litoral e de modificación da Lei 22/1988, de 28 de xullo, de Costas. O caso obxecto de estudo incluírse dentro do suposto de “ocupacións que se destinen á investigación ou explotación de recursos mineiros e enerxéticos”, e polo tanto o canon a aboar será de 0,006€ por metro cadrado de superficie ocupada.
- **Gastos xerais de xestión:** son os gastos relativos á administración e control do parque durante o seu funcionamento. Estímase que se sitúan en torno aos 100.000€ anuais dende o momento da posta en marcha da instalación.

Táboa 16. Gastos de explotación

Gastos de operación e mantemento	15€/MWh
Seguros	1% dos custos totais de investimento
Imposto de actividades económicas	0,721215 €/kW
Imposto sobre o valor da produción de enerxía eléctrica	7% dos ingresos venda enerxía
Canon ocupación dominio público marítimo terrestre	0,006 €/m ² de superficie ocupada
Gastos xerais de xestión	100.000 €/ano

7.3.2.2 Ingresos

Os ingresos do proxecto proveñen unicamente da venda de enerxía á rede eléctrica. Polo tanto, o seu valor dependerá da alternativa de estudo considerada, xa que a cantidade de enerxía producida polo parque varía en función de parámetros como a localización ou o número de aeroxeradores instalados.

Tendo isto en conta, para determinar o valor dos ingresos será preciso coñecer a cantidade de enerxía neta xerada polo parque, que foi calculada no “Anexo II. Estudo enerxético” e que se recolle na Táboa 17. Será preciso tamén coñecer o prezo ao que se venderá esa enerxía. Neste estudo considerarase un prezo constante para a enerxía de 52,24€/MWh, que se corresponde co prezo medio da enerxía eléctrica en España no ano 2017 segundo o informe anual publicado pola OMIE.

Táboa 17. Enerxía neta xerada polo parque eólico offshore (MWh)

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aeroxeradores (100 MW)	298754	260901	244210	297256
5 filas de 4 aeroxeradores (100 MW)	298417	260608	243935	296921
7 filas de 4 aeroxeradores (140 MW)	415926	363447	340271	413871
8 filas de 5 aeroxeradores (200 MW)	592511	518217	485335	589650

7.3.3 Entorno

O entorno está constituído por aqueles aspectos que teñen influencia económica sobre o proxecto pero sobre os que non é posible actuar. Pese a non poder modificalo, coñecer o entorno financeiro dun proxecto é fundamental para prever os efectos que poda ter sobre a viabilidade do mesmo.

Os datos máis importantes do entorno son o imposto de sociedades e o custo de oportunidade do capital.

7.3.3.1 Imposto de sociedades

O valor deste imposto está fixado pola Lei 27/2014, de 27 de novembro, do Imposto sobre Sociedades, que establece como tipo de gravame xeral o 25%.

7.3.3.2 Custo de oportunidade do capital

O custo de oportunidade é a taxa mínima de rendibilidade que o investidor debe esixir ao proxecto para que lle compense investir o seu capital no mesmo, perdendo a oportunidade de investilo noutra alternativa igual de rendible. Tomarase como custo de oportunidade a rendibilidade correspondente a unha alternativa que se poda considerar libre de risco, como é o caso das Obrigacións do Estado. Como o ciclo de vida do proxecto é de 22 anos, farase unha interpolación entre os resultados das últimas poxas de obrigas a 15 e a 30 anos. A partir dos datos da poxa do mes de abril de 2018, establécese un custo de oportunidade do capital do 2,5%.³

7.3.4 Financiamento

Os datos relativos ao financiamento afectan soamente ao estudo de viabilidade do proxecto financiado. O capital financiado será do 50% do investimento inicial. A cantidade financiada pagarase a 10 anos, con un tipo de xuro do 3%, unha comisión por apertura do 0,25% e uns gastos de corretaxe do 0,4%.

Táboa 18. Datos financiamento⁴

Capital financiado	50%
Prazo financiamento	10 anos
Tipo de xuro	3%
Comisión de apertura	0,25%
Gastos de corretaxe	0,4%

7.4 Cálculo dos fluxos de caixa e dos indicadores económicos de resultados para as 16 alternativas de estudo

Neste apartado recóllese o cálculo efectuado para obter os fluxos de caixa de cada unha das alternativas estudadas, así como os resultados obtidos para os indicadores económicos VAN, TIR e período de recuperación.

Os distintos capítulos que constitúen a inversión inicial poden consultarse no Documento III: Presuposto.

³ Datos extraídos da páxina web da Secretaría xeral do Tesouro e Política Financeira <http://www.tesoro.es> con data de consulta 02/06/2018

⁴ Datos facilitados pola entidade financeira BBVA

7.4.1 Alternativa 1: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aerogeneradores situado na localización Nº 1.

7.4.1.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	349.084.759 €	-	20	17.454.238 €
TOTAL				17.454.238 €

7.4.1.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Inversión inicial	-174.542.379	-174.542.379		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-174.542.379	-174.542.379	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes			2.750.528	2.750.528
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.559.747	1.559.747
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			4.310.276	4.310.276
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			4.310.276	4.310.276
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-4.310.276	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-174.542.379	-174.542.379	-4.310.276	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.750.528	2.750.528	2.750.528	2.750.528
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.559.747	1.559.747	1.559.747	1.559.747
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.750.528	2.750.528	2.750.528	2.750.528
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.559.747	1.559.747	1.559.747	1.559.747
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.750.528	2.750.528	2.750.528	2.750.528
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.559.747	1.559.747	1.559.747	1.559.747
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.750.528	2.750.528	2.750.528	2.750.528
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.559.747	1.559.747	1.559.747	1.559.747
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.310.276	4.310.276	4.310.276	4.310.276
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-10.472.543
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-10.472.543
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.750.528	2.750.528
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.559.747	1.559.747
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.310.276	4.310.276
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.310.276	4.310.276
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	4.310.276
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.162.267

7.4.1.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.503.171	16.503.171	16.503.171	16.503.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483	-9.358.483
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238	-17.454.238
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721	-26.812.721
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550	-10.309.550
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688

7.4.1.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-174.542.379	-174.542.379	2.834.412	7.144.688
VAN ACUMULADO (€)	-174.542.379	-344.827.628	-342.129.794	-335.495.241

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
VAN ACUMULADO (€)	-329.022.507	-322.707.644	-316.546.802	-310.536.225

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
VAN ACUMULADO (€)	-304.672.247	-298.951.293	-293.369.875	-287.924.589

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
VAN ACUMULADO (€)	-282.612.114	-277.429.212	-272.372.723	-267.439.562

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
VAN ACUMULADO (€)	-262.626.722	-257.931.269	-253.350.339	-248.881.139

Ano	20	21	VAN (€)	-243.936.024
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.144.688	982.420	Período de recuperación	22
VAN ACUMULADO (€)	-244.520.944	-243.936.024	TIR	-7,76%

7.4.1.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		174.542.379		
(21) Corretaxe		-698.170		
(22) Comisións		-436.356		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-15.225.420	-15.682.183
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		173.407.854	-15.225.420	-15.682.183
(25) Xuros			-5.236.271	-4.779.509
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-5.236.271	-4.779.509
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		173.407.854	-20.461.692	-20.461.692

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-16.152.648	-16.637.228	-17.136.345	-17.650.435
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-16.152.648	-16.637.228	-17.136.345	-17.650.435
(25) Xuros	-4.309.043	-3.824.464	-3.325.347	-2.811.257
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.309.043	-3.824.464	-3.325.347	-2.811.257
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-18.179.948	-18.725.346	-19.287.107	-19.865.720
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-18.179.948	-18.725.346	-19.287.107	-19.865.720
(25) Xuros	-2.281.744	-1.736.345	-1.174.585	-595.972
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.281.744	-1.736.345	-1.174.585	-595.972
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692

7.4.1.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-174.542.379	-174.542.379	2.834.412	7.144.688
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	173.407.854	-20.461.692	-20.461.692
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-174.542.379	-1.134.525	-17.627.280	-13.317.004
VAN ACUMULADO	-174.542.379	-175.650.200	-192.457.428	-204.856.030

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.317.004	-13.317.004	-13.317.004	-13.317.004
VAN ACUMULADO	-216.962.796	-228.784.593	-240.328.130	-251.599.957

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692	-20.461.692
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.317.004	-13.317.004	-13.317.004	-13.317.004
VAN ACUMULADO	-262.606.469	-273.353.910	-283.848.380	-294.095.832

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
VAN ACUMULADO	-288.727.393	-283.485.316	-278.366.627	-273.368.420

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.144.688	7.144.688	7.144.688	7.144.688
VAN ACUMULADO	-268.487.861	-263.722.180	-259.068.673	-254.524.700

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.144.688	982.420
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.144.688	982.420
VAN ACUMULADO	-250.087.682	-249.491.937

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	313.157.221
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	174.542.379
CMPC	2,41%

TIR	-11,57%
VAN (€)	-249.491.937
Período de recuperación	22 anos

7.4.2 Alternativa 2: Parque de 100 MW distribuídos en 5 filas de 4 aerogeneradores situado na localización Nº 1.

7.4.2.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	348.718.386 €	-	20	17.435.919 €
TOTAL				17.435.919 €

7.4.2.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Inversión inicial	-174.359.193	-174.359.193		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-174.359.193	-174.359.193	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes			2.747.426	2.747.426
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.558.732	1.558.732
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			4.306.158	4.306.158
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			4.306.158	4.306.158
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-4.306.158	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-174.359.193	-174.359.193	-4.306.158	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.747.426	2.747.426	2.747.426	2.747.426
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.558.732	1.558.732	1.558.732	1.558.732
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.747.426	2.747.426	2.747.426	2.747.426
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.558.732	1.558.732	1.558.732	1.558.732
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.747.426	2.747.426	2.747.426	2.747.426
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.558.732	1.558.732	1.558.732	1.558.732
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.747.426	2.747.426	2.747.426	2.747.426
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.558.732	1.558.732	1.558.732	1.558.732
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.306.158	4.306.158	4.306.158	4.306.158
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-10.461.552
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-10.461.552
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.747.426	2.747.426
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.558.732	1.558.732
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.306.158	4.306.158
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.306.158	4.306.158
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	4.306.158
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.155.393

7.4.2.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.484.555	16.484.555	16.484.555	16.484.555
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394	-9.352.394
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919	-17.435.919
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313	-26.788.313
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758	-10.303.758
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161

7.4.2.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-174.359.193	-174.359.193	2.826.003	7.132.161
VAN ACUMULADO (€)	-174.359.193	-344.465.723	-341.775.892	-335.152.971

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
VAN ACUMULADO (€)	-328.691.585	-322.387.794	-316.237.754	-310.237.714

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
VAN ACUMULADO (€)	-304.384.017	-298.673.093	-293.101.460	-287.665.721

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
VAN ACUMULADO (€)	-282.362.560	-277.188.745	-272.141.121	-267.216.609

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
VAN ACUMULADO (€)	-262.412.207	-257.724.986	-253.152.088	-248.690.723

Ano	20	21	VAN (€)	-243.756.618
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.132.161	976.768	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-244.338.172	-243.756.618	TIR	-7,77%

7.4.2.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		174.359.193		
(21) Corretaxe		-697.437		
(22) Comisi3ns		-435.898		
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)			-15.209.441	-15.665.724
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)		173.225.858	-15.209.441	-15.665.724
(25) Xuros			-5.230.776	-4.774.493
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)			-5.230.776	-4.774.493
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)		173.225.858	-20.440.217	-20.440.217

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisi3ns				
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)	-16.135.696	-16.619.767	-17.118.360	-17.631.910
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-16.135.696	-16.619.767	-17.118.360	-17.631.910
(25) Xuros	-4.304.521	-3.820.450	-3.321.857	-2.808.306
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)	-4.304.521	-3.820.450	-3.321.857	-2.808.306
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisi3ns				
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)	-18.160.868	-18.705.694	-19.266.864	-19.844.870
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-18.160.868	-18.705.694	-19.266.864	-19.844.870
(25) Xuros	-2.279.349	-1.734.523	-1.173.352	-595.346
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)	-2.279.349	-1.734.523	-1.173.352	-595.346
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217

7.4.2.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-174.359.193	-174.359.193	2.826.003	7.132.161
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	173.225.858	-20.440.217	-20.440.217
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-174.359.193	-1.133.335	-17.614.213	-13.308.055
VAN ACUMULADO	-174.359.193	-175.465.851	-192.260.618	-204.650.885

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.308.055	-13.308.055	-13.308.055	-13.308.055
VAN ACUMULADO	-216.749.510	-228.563.358	-240.099.132	-251.363.377

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217	-20.440.217
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.308.055	-13.308.055	-13.308.055	-13.308.055
VAN ACUMULADO	-262.362.484	-273.102.695	-283.590.103	-293.830.658

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
VAN ACUMULADO	-288.471.637	-283.238.757	-278.129.048	-273.139.612

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.132.161	7.132.161	7.132.161	7.132.161
VAN ACUMULADO	-268.267.617	-263.510.298	-258.864.958	-254.328.959

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.132.161	976.768
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.132.161	976.768
VAN ACUMULADO	-249.899.728	-249.307.412

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	312.879.238
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	174.359.193
CMPC	2,41%

TIR	-11,58%
VAN (€)	-249.307.412
Período de recuperación	22 anos

7.4.3 Alternativa 3: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aeroxeradores situado na localización Nº 1.

7.4.3.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	465.061.439 €	-	20	23.253.072 €
TOTAL				23.253.072 €

7.4.3.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-232.530.719	-232.530.719		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-232.530.719	-232.530.719	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes			3.829.292	3.829.292
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			2.132.191	2.132.191
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			5.961.484	5.961.484
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			5.961.484	5.961.484
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-5.961.484	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-232.530.719	-232.530.719	-5.961.484	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.829.292	3.829.292	3.829.292	3.829.292
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.132.191	2.132.191	2.132.191	2.132.191
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.829.292	3.829.292	3.829.292	3.829.292
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.132.191	2.132.191	2.132.191	2.132.191
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.829.292	3.829.292	3.829.292	3.829.292
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.132.191	2.132.191	2.132.191	2.132.191
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.829.292	3.829.292	3.829.292	3.829.292
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.132.191	2.132.191	2.132.191	2.132.191
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.961.484	5.961.484	5.961.484	5.961.484
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-13.951.843
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-13.951.843
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	3.829.292	3.829.292
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	2.132.191	2.132.191
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.961.484	5.961.484
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.961.484	5.961.484
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	5.961.484
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-7.990.360

7.4.3.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.975.752	22.975.752	22.975.752	22.975.752
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149	-12.793.149
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072	-23.253.072
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221	-36.046.221
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469	-13.070.469
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603

7.4.3.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-232.530.719	-232.530.719	4.221.120	10.182.603
VAN ACUMULADO (€)	-232.530.719	-459.389.958	-455.372.235	-445.916.676

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
VAN ACUMULADO (€)	-436.691.740	-427.691.802	-418.911.375	-410.345.105

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
VAN ACUMULADO (€)	-401.987.769	-393.834.269	-385.879.636	-378.119.018

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
VAN ACUMULADO (€)	-370.547.684	-363.161.016	-355.954.510	-348.923.774

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
VAN ACUMULADO (€)	-342.064.518	-335.372.562	-328.843.824	-322.474.323

Ano	20	21	VAN (€)	-314.954.944
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.182.603	2.192.244	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-316.260.176	-314.954.944	TIR	-7,22%

7.4.3.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		232.530.719		
(21) Corretaxe		-930.123		
(22) Comisións		-581.327		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-20.283.772	-20.892.286
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		231.019.270	-20.283.772	-20.892.286
(25) Xuros			-6.975.922	-6.367.408
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-6.975.922	-6.367.408
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		231.019.270	-27.259.694	-27.259.694

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-21.519.054	-22.164.626	-22.829.565	-23.514.452
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-21.519.054	-22.164.626	-22.829.565	-23.514.452
(25) Xuros	-5.740.640	-5.095.068	-4.430.129	-3.745.243
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-5.740.640	-5.095.068	-4.430.129	-3.745.243
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-24.219.885	-24.946.482	-25.694.876	-26.465.722
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-24.219.885	-24.946.482	-25.694.876	-26.465.722
(25) Xuros	-3.039.809	-2.313.212	-1.564.818	-793.972
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-3.039.809	-2.313.212	-1.564.818	-793.972
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694

7.4.3.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-232.530.719	-232.530.719	4.221.120	10.182.603
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	231.019.270	-27.259.694	-27.259.694
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-232.530.719	-1.511.450	-23.038.574	-17.077.091
VAN ACUMULADO	-232.530.719	-234.006.606	-255.973.768	-271.873.560

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-17.077.091	-17.077.091	-17.077.091	-17.077.091
VAN ACUMULADO	-287.399.240	-302.559.610	-317.363.267	-331.818.602

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694	-27.259.694
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-17.077.091	-17.077.091	-17.077.091	-17.077.091
VAN ACUMULADO	-345.933.813	-359.716.901	-373.175.683	-386.317.787

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
VAN ACUMULADO	-378.665.891	-371.194.040	-363.897.997	-356.773.625

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	10.182.603	10.182.603	10.182.603	10.182.603
VAN ACUMULADO	-349.816.885	-343.023.833	-336.390.616	-329.913.476

Años	10.182.603	2.192.244
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	0	0
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	10.182.603	2.192.244
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	10.182.603	2.192.244
VAN ACUMULADO	-323.588.738	-322.259.106

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	410.774.560
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	232.530.719
CMPC	2,41%

TIR	-10,81%
VAN (€)	-322.259.106
Período de recuperación	22 anos

7.4.4 Alternativa 4: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 1.

7.4.4.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	641.117.865 €	-	20	32.055.893 €
TOTAL				32.055.893 €

7.4.4.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-320.558.932	-320.558.932		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-320.558.932	-320.558.932	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			5.455.051	5.455.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			2.995.306	2.995.306
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			8.450.357	8.450.357
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			8.450.357	8.450.357
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-8.450.357	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-320.558.932	-320.558.932	-8.450.357	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	5.455.051	5.455.051	5.455.051	5.455.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.995.306	2.995.306	2.995.306	2.995.306
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	5.455.051	5.455.051	5.455.051	5.455.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.995.306	2.995.306	2.995.306	2.995.306
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	5.455.051	5.455.051	5.455.051	5.455.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.995.306	2.995.306	2.995.306	2.995.306
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	5.455.051	5.455.051	5.455.051	5.455.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.995.306	2.995.306	2.995.306	2.995.306
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.450.357	8.450.357	8.450.357	8.450.357
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-19.233.536
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-19.233.536
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	5.455.051	5.455.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	2.995.306	2.995.306
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.450.357	8.450.357
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.450.357	8.450.357
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	8.450.357
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-10.783.179

7.4.4.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.730.308	32.730.308	32.730.308	32.730.308
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834	-17.971.834
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893	-32.055.893
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727	-50.027.727
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419	-17.297.419
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474

7.4.4.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-320.558.932	-320.558.932	6.308.117	14.758.474
VAN ACUMULADO (€)	-320.558.932	-633.299.354	-627.295.198	-613.590.487

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
VAN ACUMULADO (€)	-600.220.038	-587.175.698	-574.449.512	-562.033.721

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
VAN ACUMULADO (€)	-549.920.755	-538.103.226	-526.573.930	-515.325.836

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
VAN ACUMULADO (€)	-504.352.086	-493.645.988	-483.201.015	-473.010.797

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
VAN ACUMULADO (€)	-463.069.121	-453.369.925	-443.907.295	-434.675.460

Ano	14.758.474	3.975.295	VAN (€)	-423.301.956
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.758.474	3.975.295	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-425.668.792	-423.301.956	TIR	-6,82%

7.4.4.5 Cash Flow do crédito

Ano	1	2	3	1
(20) Entradas	320.558.932			320.558.932
(21) Corretaxe	-1.282.236			-1.282.236
(22) Comisións	-801.397			-801.397
(23) Devolución de principal (Amortización)		-27.962.518	-28.801.394	
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	318.475.299	-27.962.518	-28.801.394	318.475.299
(25) Xuros		-9.616.768	-8.777.892	
(26) Escudo fiscal		0	0	
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)		-9.616.768	-8.777.892	
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	318.475.299	-37.579.286	-37.579.286	318.475.299

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-29.665.435	-30.555.398	-31.472.060	-32.416.222
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-29.665.435	-30.555.398	-31.472.060	-32.416.222
(25) Xuros	-7.913.851	-7.023.888	-6.107.226	-5.163.064
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-7.913.851	-7.023.888	-6.107.226	-5.163.064
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-33.388.709	-34.390.370	-35.422.081	-36.484.744
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-33.388.709	-34.390.370	-35.422.081	-36.484.744
(25) Xuros	-4.190.577	-3.188.916	-2.157.205	-1.094.542
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.190.577	-3.188.916	-2.157.205	-1.094.542
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286

7.4.4.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-320.558.932	-320.558.932	6.308.117	14.758.474
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	318.475.299	-37.579.286	-37.579.286
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-320.558.932	-2.083.633	-31.271.169	-22.820.812
VAN ACUMULADO	-320.558.932	-322.593.553	-352.410.870	-373.658.856

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-22.820.812	-22.820.812	-22.820.812	-22.820.812
VAN ACUMULADO	-394.407.035	-414.667.165	-434.450.725	-453.768.925

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286	-37.579.286
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-22.820.812	-22.820.812	-22.820.812	-22.820.812
VAN ACUMULADO	-472.632.712	-491.052.775	-509.039.552	-526.603.233

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
VAN ACUMULADO	-515.511.788	-504.681.242	-494.105.458	-483.778.442

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	14.758.474	14.758.474	14.758.474	14.758.474
VAN ACUMULADO	-473.694.345	-463.847.451	-454.232.181	-444.843.087

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.758.474	3.975.295
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	14.758.474	3.975.295
VAN ACUMULADO	-435.674.848	-433.263.410

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	559.301.044
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	320.558.932
CMPC	2,41%

TIR	-10,24%
VAN (€)	-433.263.410
Período de recuperación	22 anos

7.4.5 Alternativa 5: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 2.

7.4.5.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	333.982.140 €	-	20	16.699.107 €
TOTAL				16.699.107 €

7.4.5.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-166.991.070	-166.991.070		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-166.991.070	-166.991.070	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes			2.402.029	2.402.029
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.415.549	1.415.549
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			3.817.577	3.817.577
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			3.817.577	3.817.577
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-3.817.577	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-166.991.070	-166.991.070	-3.817.577	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.402.029	2.402.029	2.402.029	2.402.029
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.415.549	1.415.549	1.415.549	1.415.549
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.402.029	2.402.029	2.402.029	2.402.029
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.415.549	1.415.549	1.415.549	1.415.549
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.402.029	2.402.029	2.402.029	2.402.029
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.415.549	1.415.549	1.415.549	1.415.549
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.402.029	2.402.029	2.402.029	2.402.029
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.415.549	1.415.549	1.415.549	1.415.549
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.817.577	3.817.577	3.817.577	3.817.577
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-10.019.464
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-10.019.464
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.402.029	2.402.029
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.415.549	1.415.549
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.817.577	3.817.577
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.817.577	3.817.577
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	3.817.577
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.201.887

7.4.5.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.412.171	14.412.171	14.412.171	14.412.171
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292	-8.493.292
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107	-16.699.107
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399	-25.192.399
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228	-10.780.228
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879

7.4.5.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-166.991.070	-166.991.070	2.101.302	5.918.879
VAN ACUMULADO (€)	-166.991.070	-329.909.187	-327.909.138	-322.412.871

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
VAN ACUMULADO (€)	-317.050.658	-311.819.232	-306.715.401	-301.736.054

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
VAN ACUMULADO (€)	-296.878.154	-292.138.740	-287.514.921	-283.003.879

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
VAN ACUMULADO (€)	-278.602.861	-274.309.186	-270.120.234	-266.033.452

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
VAN ACUMULADO (€)	-262.046.348	-258.156.490	-254.361.507	-250.659.084

Ano	20	21	VAN (€)	-247.215.463
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.918.879	-283.008	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-247.046.964	-247.215.463	TIR	-8,92%

7.4.5.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		166.991.070		
(21) Corretaxe		-667.964		
(22) Comisi3ns		-417.478		
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)			-14.566.716	-15.003.717
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)		165.905.628	-14.566.716	-15.003.717
(25) Xuros			-5.009.732	-4.572.731
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)			-5.009.732	-4.572.731
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)		165.905.628	-19.576.448	-19.576.448

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisi3ns				
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)	-15.453.829	-15.917.443	-16.394.967	-16.886.816
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-15.453.829	-15.917.443	-16.394.967	-16.886.816
(25) Xuros	-4.122.619	-3.659.004	-3.181.481	-2.689.632
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)	-4.122.619	-3.659.004	-3.181.481	-2.689.632
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisi3ns				
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)	-17.393.420	-17.915.223	-18.452.680	-19.006.260
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-17.393.420	-17.915.223	-18.452.680	-19.006.260
(25) Xuros	-2.183.027	-1.661.225	-1.123.768	-570.188
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)	-2.183.027	-1.661.225	-1.123.768	-570.188
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448

7.4.5.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-166.991.070	-166.991.070	2.101.302	5.918.879
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	165.905.628	-19.576.448	-19.576.448
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-166.991.070	-1.085.442	-17.475.146	-13.657.569
VAN ACUMULADO	-166.991.070	-168.050.945	-184.712.557	-197.427.597

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.657.569	-13.657.569	-13.657.569	-13.657.569
VAN ACUMULADO	-209.843.142	-221.966.249	-233.803.804	-245.362.534

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448	-19.576.448
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.657.569	-13.657.569	-13.657.569	-13.657.569
VAN ACUMULADO	-256.649.006	-267.669.634	-278.430.679	-288.938.254

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
VAN ACUMULADO	-284.491.771	-280.150.021	-275.910.538	-271.770.913

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.918.879	5.918.879	5.918.879	5.918.879
VAN ACUMULADO	-267.728.794	-263.781.884	-259.927.940	-256.164.774

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.918.879	-283.008
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.918.879	-283.008
VAN ACUMULADO	-252.490.246	-252.661.803

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	308.752.785
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	166.991.070
CMPC	2,41%

TIR	-13,24%
VAN (€)	-252.661.803
Período de recuperación	22 anos

7.4.6 Alternativa 6: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 2.

7.4.6.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	333.615.768 €	-	20	16.680.788 €
TOTAL				16.680.788 €

7.4.6.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Inversión inicial	-166.807.884	-166.807.884		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-166.807.884	-166.807.884	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			2.399.331	2.399.331
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.414.672	1.414.672
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			3.814.003	3.814.003
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			3.814.003	3.814.003
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-3.814.003	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-166.807.884	-166.807.884	-3.814.003	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.399.331	2.399.331	2.399.331	2.399.331
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.414.672	1.414.672	1.414.672	1.414.672
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.399.331	2.399.331	2.399.331	2.399.331
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.414.672	1.414.672	1.414.672	1.414.672
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.399.331	2.399.331	2.399.331	2.399.331
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.414.672	1.414.672	1.414.672	1.414.672
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.399.331	2.399.331	2.399.331	2.399.331
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.414.672	1.414.672	1.414.672	1.414.672
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.814.003	3.814.003	3.814.003	3.814.003
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-10.008.473
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-10.008.473
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.399.331	2.399.331
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.414.672	1.414.672
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.814.003	3.814.003
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.814.003	3.814.003
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	3.814.003
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.194.470

7.4.6.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	14.395.986	14.395.986	14.395.986	14.395.986
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033	-8.488.033
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788	-16.680.788
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821	-25.168.821
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835	-10.772.835
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953

7.4.6.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-166.807.884	-166.807.884	2.093.950	5.907.953
VAN ACUMULADO (€)	-166.807.884	-329.547.283	-327.554.231	-322.068.109

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
VAN ACUMULADO (€)	-316.715.795	-311.494.025	-306.399.616	-301.429.460

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
VAN ACUMULADO (€)	-296.580.528	-291.849.862	-287.234.578	-282.731.863

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
VAN ACUMULADO (€)	-278.338.969	-274.053.220	-269.872.001	-265.792.763

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
VAN ACUMULADO (€)	-261.813.018	-257.930.340	-254.142.362	-250.446.774

Ano	20	21	VAN (€)	-247.011.910
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.907.953	-286.517	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-246.841.322	-247.011.910	TIR	-8,92%

7.4.6.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		166.807.884		
(21) Corretaxe		-667.232		
(22) Comisións		-417.020		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-14.550.736	-14.987.258
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		165.723.633	-14.550.736	-14.987.258
(25) Xuros			-5.004.237	-4.567.714
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-5.004.237	-4.567.714
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		165.723.633	-19.554.973	-19.554.973

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-15.436.876	-15.899.982	-16.376.982	-16.868.291
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-15.436.876	-15.899.982	-16.376.982	-16.868.291
(25) Xuros	-4.118.097	-3.654.990	-3.177.991	-2.686.681
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.118.097	-3.654.990	-3.177.991	-2.686.681
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-17.374.340	-17.895.570	-18.432.437	-18.985.410
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-17.374.340	-17.895.570	-18.432.437	-18.985.410
(25) Xuros	-2.180.633	-1.659.403	-1.122.535	-569.562
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.180.633	-1.659.403	-1.122.535	-569.562
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973

7.4.6.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-166.807.884	-166.807.884	2.093.950	5.907.953
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	165.723.633	-19.554.973	-19.554.973
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-166.807.884	-1.084.251	-17.461.023	-13.647.020
VAN ACUMULADO	-166.807.884	-167.866.596	-184.514.739	-197.219.954

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.647.020	-13.647.020	-13.647.020	-13.647.020
VAN ACUMULADO	-209.625.906	-221.739.643	-233.568.048	-245.117.843

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973	-19.554.973
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.647.020	-13.647.020	-13.647.020	-13.647.020
VAN ACUMULADO	-256.395.590	-267.407.696	-278.160.419	-288.659.869

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
VAN ACUMULADO	-284.221.598	-279.887.867	-275.656.215	-271.524.237

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.907.953	5.907.953	5.907.953	5.907.953
VAN ACUMULADO	-267.489.585	-263.549.966	-259.703.143	-255.946.930

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.907.953	-286.517
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.907.953	-286.517
VAN ACUMULADO	-252.279.191	-252.452.875

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	308.462.850
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	166.807.884
CMPC	2,41%

TIR	-13,24%
VAN (€)	-252.452.875
Período de recuperación	22 anos

7.4.7 Alternativa 7: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aeroxeradores situado na localización Nº 2.

7.4.7.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	446.877.103 €	-	20	22.343.855 €
TOTAL				22.343.855 €

7.4.7.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-223.438.551	-223.438.551		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-223.438.551	-223.438.551	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			3.346.135	3.346.135
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.936.866	1.936.866
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			5.283.001	5.283.001
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			5.283.001	5.283.001
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-5.283.001	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-223.438.551	-223.438.551	-5.283.001	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.346.135	3.346.135	3.346.135	3.346.135
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.936.866	1.936.866	1.936.866	1.936.866
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.346.135	3.346.135	3.346.135	3.346.135
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.936.866	1.936.866	1.936.866	1.936.866
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.346.135	3.346.135	3.346.135	3.346.135
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.936.866	1.936.866	1.936.866	1.936.866
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.346.135	3.346.135	3.346.135	3.346.135
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.936.866	1.936.866	1.936.866	1.936.866
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.283.001	5.283.001	5.283.001	5.283.001
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-13.406.313
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-13.406.313
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	3.346.135	3.346.135
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.936.866	1.936.866
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.283.001	5.283.001
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.283.001	5.283.001
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	5.283.001
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-8.123.312

7.4.7.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	20.076.812	20.076.812	20.076.812	20.076.812
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195	-11.621.195
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855	-22.343.855
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050	-33.965.050
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238	-13.888.238
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617

7.4.7.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-223.438.551	-223.438.551	3.172.616	8.455.617
VAN ACUMULADO (€)	-223.438.551	-441.427.382	-438.407.640	-430.555.759

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
VAN ACUMULADO (€)	-422.895.387	-415.421.853	-408.130.601	-401.017.184

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
VAN ACUMULADO (€)	-394.077.265	-387.306.612	-380.701.097	-374.256.692

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
VAN ACUMULADO (€)	-367.969.468	-361.835.591	-355.851.321	-350.013.008

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
VAN ACUMULADO (€)	-344.317.093	-338.760.103	-333.338.650	-328.049.427

Ano	20	21	VAN (€)	-322.691.359
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	8.455.617	332.306	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-322.889.209	-322.691.359	TIR	-8,39%

7.4.7.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		223.438.551		
(21) Corretaxe		-893.754		
(22) Comisiões		-558.596		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-19.490.658	-20.075.378
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		221.986.201	-19.490.658	-20.075.378
(25) Xuros			-6.703.157	-6.118.437
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-6.703.157	-6.118.437
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		221.986.201	-26.193.815	-26.193.815

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisiões				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-20.677.639	-21.297.968	-21.936.907	-22.595.015
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-20.677.639	-21.297.968	-21.936.907	-22.595.015
(25) Xuros	-5.516.175	-4.895.846	-4.256.907	-3.598.800
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-5.516.175	-4.895.846	-4.256.907	-3.598.800
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisiões				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-23.272.865	-23.971.051	-24.690.182	-25.430.888
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-23.272.865	-23.971.051	-24.690.182	-25.430.888
(25) Xuros	-2.920.950	-2.222.764	-1.503.632	-762.927
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.920.950	-2.222.764	-1.503.632	-762.927
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815

7.4.7.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-223.438.551	-223.438.551	3.172.616	8.455.617
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	221.986.201	-26.193.815	-26.193.815
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-223.438.551	-1.452.351	-23.021.198	-17.738.197
VAN ACUMULADO	-223.438.551	-224.856.704	-246.806.510	-263.320.942

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-17.738.197	-17.738.197	-17.738.197	-17.738.197
VAN ACUMULADO	-279.446.510	-295.192.370	-310.567.464	-325.580.523

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815	-26.193.815
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-17.738.197	-17.738.197	-17.738.197	-17.738.197
VAN ACUMULADO	-340.240.070	-354.554.430	-368.531.731	-382.179.910

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
VAN ACUMULADO	-375.827.157	-369.623.992	-363.566.893	-357.652.419

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	8.455.617	8.455.617	8.455.617	8.455.617
VAN ACUMULADO	-351.877.213	-346.237.996	-340.731.564	-335.354.792

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	8.455.617	332.306
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	8.455.617	332.306
VAN ACUMULADO	-330.104.626	-329.903.153

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	407.555.875
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	223.438.551
CMPC	2,41%

TIR	-12,47%
VAN (€)	-329.903.153
Período de recuperación	22 anos

7.4.8 Alternativa 8: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 1.

7.4.8.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	618.310.953 €	-	20	30.915.548 €
TOTAL				30.915.548 €

7.4.8.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Inversión inicial	-309.155.476	-309.155.476		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-309.155.476	-309.155.476	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			4.771.051	4.771.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			2.723.679	2.723.679
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			7.494.730	7.494.730
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			7.494.730	7.494.730
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-7.494.730	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-309.155.476	-309.155.476	-7.494.730	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	4.771.051	4.771.051	4.771.051	4.771.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.723.679	2.723.679	2.723.679	2.723.679
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	4.771.051	4.771.051	4.771.051	4.771.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.723.679	2.723.679	2.723.679	2.723.679
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	4.771.051	4.771.051	4.771.051	4.771.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.723.679	2.723.679	2.723.679	2.723.679
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	4.771.051	4.771.051	4.771.051	4.771.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.723.679	2.723.679	2.723.679	2.723.679
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.494.730	7.494.730	7.494.730	7.494.730
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-18.549.329
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-18.549.329
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	4.771.051	4.771.051
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	2.723.679	2.723.679
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.494.730	7.494.730
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.494.730	7.494.730
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	7.494.730
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-11.054.598

7.4.8.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	28.626.307	28.626.307	28.626.307	28.626.307
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075	-16.342.075
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548	-30.915.548
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622	-47.257.622
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315	-18.631.315
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232

7.4.8.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-309.155.476	-309.155.476	4.789.502	12.284.232
VAN ACUMULADO (€)	-309.155.476	-610.770.575	-606.211.858	-594.804.727

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
VAN ACUMULADO (€)	-583.675.819	-572.818.347	-562.225.692	-551.891.395

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
VAN ACUMULADO (€)	-541.809.153	-531.972.820	-522.376.397	-513.014.033

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
VAN ACUMULADO (€)	-503.880.020	-494.968.787	-486.274.902	-477.793.063

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
VAN ACUMULADO (€)	-469.518.097	-461.444.960	-453.568.729	-445.884.601

Ano	20	21	VAN (€)	-437.655.784
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	12.284.232	1.229.634	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-438.387.891	-437.655.784	TIR	-8,00%

7.4.8.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		309.155.476		
(21) Corretaxe		-1.236.622		
(22) Comisi3ns		-772.889		
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)			-26.967.789	-27.776.822
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)		307.145.966	-26.967.789	-27.776.822
(25) Xuros			-9.274.664	-8.465.631
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)			-9.274.664	-8.465.631
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)		307.145.966	-36.242.453	-36.242.453

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisi3ns				
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)	-28.610.127	-29.468.431	-30.352.484	-31.263.058
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-28.610.127	-29.468.431	-30.352.484	-31.263.058
(25) Xuros	-7.632.326	-6.774.022	-5.889.969	-4.979.395
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)	-7.632.326	-6.774.022	-5.889.969	-4.979.395
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisi3ns				
(23) Devoluci3n de principal (Amortizaci3n)	-32.200.950	-33.166.979	-34.161.988	-35.186.848
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CR3DITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-32.200.950	-33.166.979	-34.161.988	-35.186.848
(25) Xuros	-4.041.503	-3.075.474	-2.080.465	-1.055.605
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CR3DITO = (25) + (26)	-4.041.503	-3.075.474	-2.080.465	-1.055.605
(28) CASH FLOW TOTAL DO CR3DITO = (24) + (27)	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453

7.4.8.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-309.155.476	-309.155.476	4.789.502	12.284.232
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	307.145.966	-36.242.453	-36.242.453
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-309.155.476	-2.009.511	-31.452.951	-23.958.221
VAN ACUMULADO	-309.155.476	-311.117.680	-341.107.170	-363.412.880

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-23.958.221	-23.958.221	-23.958.221	-23.958.221
VAN ACUMULADO	-385.193.484	-406.461.341	-427.228.523	-447.506.817

Años	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453	-36.242.453
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-23.958.221	-23.958.221	-23.958.221	-23.958.221
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
VAN ACUMULADO	-467.307.731	-486.642.504	-505.522.110	-523.957.263

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
VAN ACUMULADO	-514.727.426	-505.714.872	-496.914.486	-488.321.273

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	12.284.232	12.284.232	12.284.232	12.284.232
VAN ACUMULADO	-479.930.356	-471.736.974	-463.736.475	-455.924.319

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	12.284.232	1.229.634
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	12.284.232	1.229.634
VAN ACUMULADO	-448.296.072	-447.550.471

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	558.241.924
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	309.155.476
CMPC	2,41%

TIR	-11,91%
VAN (€)	-447.550.471
Período de recuperación	22 anos

7.4.9 Alternativa 9: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 3.

7.4.9.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	327.936.112 €	-	20	16.396.806 €
TOTAL				16.396.806 €

7.4.9.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-163.968.056	-163.968.056		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-163.968.056	-163.968.056	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			2.248.360	2.248.360
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.352.988	1.352.988
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			3.601.348	3.601.348
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			3.601.348	3.601.348
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-3.601.348	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-163.968.056	-163.968.056	-3.601.348	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.248.360	2.248.360	2.248.360	2.248.360
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.988	1.352.988	1.352.988	1.352.988
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.248.360	2.248.360	2.248.360	2.248.360
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.988	1.352.988	1.352.988	1.352.988
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.248.360	2.248.360	2.248.360	2.248.360
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.988	1.352.988	1.352.988	1.352.988
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.248.360	2.248.360	2.248.360	2.248.360
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.988	1.352.988	1.352.988	1.352.988
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.601.348	3.601.348	3.601.348	3.601.348
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-9.838.083
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-9.838.083
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.248.360	2.248.360
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.352.988	1.352.988
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.601.348	3.601.348
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.601.348	3.601.348
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	3.601.348
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.236.736

7.4.9.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.490.160	13.490.160	13.490.160	13.490.160
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926	-8.117.926
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806	-16.396.806
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732	-24.514.732
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571	-11.024.571
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234

7.4.9.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-163.968.056	-163.968.056	1.770.886	5.372.234
VAN ACUMULADO (€)	-163.968.056	-323.936.891	-322.251.336	-317.262.682

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
VAN ACUMULADO (€)	-312.395.703	-307.647.431	-303.014.971	-298.495.497

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
VAN ACUMULADO (€)	-294.086.254	-289.784.554	-285.587.773	-281.493.353

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
VAN ACUMULADO (€)	-277.498.797	-273.601.668	-269.799.592	-266.090.250

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
VAN ACUMULADO (€)	-262.471.379	-258.940.773	-255.496.280	-252.135.798

Ano	20	21	VAN (€)	-249.371.992
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.372.234	-864.501	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-248.857.280	-249.371.992	TIR	-9,55%

7.4.9.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		163.968.056		
(21) Corretaxe		-655.872		
(22) Comisións		-409.920		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-14.303.017	-14.732.107
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		162.902.264	-14.303.017	-14.732.107
(25) Xuros			-4.919.042	-4.489.951
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-4.919.042	-4.489.951
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		162.902.264	-19.222.058	-19.222.058

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-15.174.070	-15.629.292	-16.098.171	-16.581.116
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-15.174.070	-15.629.292	-16.098.171	-16.581.116
(25) Xuros	-4.047.988	-3.592.766	-3.123.887	-2.640.942
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.047.988	-3.592.766	-3.123.887	-2.640.942
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-17.078.550	-17.590.906	-18.118.633	-18.662.192
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-17.078.550	-17.590.906	-18.118.633	-18.662.192
(25) Xuros	-2.143.508	-1.631.152	-1.103.425	-559.866
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.143.508	-1.631.152	-1.103.425	-559.866
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058

7.4.9.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-163.968.056	-163.968.056	1.770.886	5.372.234
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	162.902.264	-19.222.058	-19.222.058
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-163.968.056	-1.065.792	-17.451.172	-13.849.824
VAN ACUMULADO	-163.968.056	-165.008.735	-181.647.197	-194.540.885

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.849.824	-13.849.824	-13.849.824	-13.849.824
VAN ACUMULADO	-207.130.760	-219.423.981	-231.427.540	-243.148.260

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058	-19.222.058
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.849.824	-13.849.824	-13.849.824	-13.849.824
VAN ACUMULADO	-254.592.807	-265.767.687	-276.679.255	-287.333.716

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
VAN ACUMULADO	-283.298.317	-279.358.004	-275.510.536	-271.753.726

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.372.234	5.372.234	5.372.234	5.372.234
VAN ACUMULADO	-268.085.436	-264.503.582	-261.006.127	-257.591.081

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.372.234	-864.501
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.372.234	-864.501
VAN ACUMULADO	-254.256.504	-254.780.461

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	307.997.939
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	163.968.056
CMPC	2,41%

TIR	-14,18%
VAN (€)	-254.780.461
Período de recuperación	22 anos

7.4.10 Alternativa 10: Parque de 100 MW distribuídos en 5 filas de 4 aeroxeradores situado na localización Nº 3.

7.4.10.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	327.569.739 €	-	20	16.378.487 €
TOTAL				16.378.487 €

7.4.10.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-163.784.870	-163.784.870		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-163.784.870	-163.784.870	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			2.245.828	2.245.828
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.352.168	1.352.168
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			3.597.996	3.597.996
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			3.597.996	3.597.996
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-3.597.996	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-163.784.870	-163.784.870	-3.597.996	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.245.828	2.245.828	2.245.828	2.245.828
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.168	1.352.168	1.352.168	1.352.168
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.245.828	2.245.828	2.245.828	2.245.828
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.168	1.352.168	1.352.168	1.352.168
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.245.828	2.245.828	2.245.828	2.245.828
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.168	1.352.168	1.352.168	1.352.168
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.245.828	2.245.828	2.245.828	2.245.828
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.352.168	1.352.168	1.352.168	1.352.168
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.597.996	3.597.996	3.597.996	3.597.996
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-9.827.092
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-9.827.092
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.245.828	2.245.828
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.352.168	1.352.168
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	3.597.996	3.597.996
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	3.597.996	3.597.996
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	3.597.996
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.229.096

7.4.10.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	13.474.969	13.474.969	13.474.969	13.474.969
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006	-8.113.006
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487	-16.378.487
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493	-24.491.493
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524	-11.016.524
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963

7.4.10.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-163.784.870	-163.784.870	1.763.967	5.361.963
VAN ACUMULADO (€)	-163.784.870	-323.574.986	-321.896.017	-316.916.901

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
VAN ACUMULADO (€)	-312.059.227	-307.320.033	-302.696.429	-298.185.596

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
VAN ACUMULADO (€)	-293.784.783	-289.491.307	-285.302.550	-281.215.958

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
VAN ACUMULADO (€)	-277.229.039	-273.339.362	-269.544.555	-265.842.304

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
VAN ACUMULADO (€)	-262.230.352	-258.706.496	-255.268.588	-251.914.532

Ano	20	21	VAN (€)	-249.158.561
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	5.361.963	-867.133	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-248.642.281	-249.158.561	TIR	-9,56%

7.4.10.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		163.784.870		
(21) Corretaxe		-655.139		
(22) Comisións		-409.462		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-14.287.037	-14.715.648
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		162.720.268	-14.287.037	-14.715.648
(25) Xuros			-4.913.546	-4.484.935
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-4.913.546	-4.484.935
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		162.720.268	-19.200.583	-19.200.583

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-15.157.118	-15.611.831	-16.080.186	-16.562.592
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-15.157.118	-15.611.831	-16.080.186	-16.562.592
(25) Xuros	-4.043.466	-3.588.752	-3.120.397	-2.637.991
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.043.466	-3.588.752	-3.120.397	-2.637.991
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-17.059.470	-17.571.254	-18.098.391	-18.641.343
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-17.059.470	-17.571.254	-18.098.391	-18.641.343
(25) Xuros	-2.141.114	-1.629.330	-1.102.192	-559.240
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.141.114	-1.629.330	-1.102.192	-559.240
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583

7.4.10.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-163.784.870	-163.784.870	1.763.967	5.361.963
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	162.720.268	-19.200.583	-19.200.583
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-163.784.870	-1.064.602	-17.436.616	-13.838.620
VAN ACUMULADO	-163.784.870	-164.824.386	-181.448.967	-194.332.221

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.838.620	-13.838.620	-13.838.620	-13.838.620
VAN ACUMULADO	-206.911.907	-219.195.179	-231.189.021	-242.900.253

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583	-19.200.583
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.838.620	-13.838.620	-13.838.620	-13.838.620
VAN ACUMULADO	-254.335.533	-265.501.365	-276.404.097	-287.049.929

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
VAN ACUMULADO	-283.022.249	-279.089.474	-275.249.367	-271.499.743

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.361.963	5.361.963	5.361.963	5.361.963
VAN ACUMULADO	-267.838.472	-264.263.471	-260.772.708	-257.364.197

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	5.361.963	-867.133
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	5.361.963	-867.133
VAN ACUMULADO	-254.036.001	-254.561.552

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	307.700.802
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	163.784.870
CMPC	2,41%

TIR	-14,19%
VAN (€)	-254.561.552
Período de recuperación	22 anos

7.4.11 Alternativa 11: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aeroxeradores situado na localización Nº 3.

7.4.11.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	441.020.463 €	-	20	22.051.023 €
TOTAL				22.051.023 €

7.4.11.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-220.510.231	-220.510.231		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-220.510.231	-220.510.231	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			3.132.762	3.132.762
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.854.229	1.854.229
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			4.986.990	4.986.990
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			4.986.990	4.986.990
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-4.986.990	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-220.510.231	-220.510.231	-4.986.990	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.132.762	3.132.762	3.132.762	3.132.762
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.854.229	1.854.229	1.854.229	1.854.229
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.132.762	3.132.762	3.132.762	3.132.762
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.854.229	1.854.229	1.854.229	1.854.229
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.132.762	3.132.762	3.132.762	3.132.762
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.854.229	1.854.229	1.854.229	1.854.229
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.132.762	3.132.762	3.132.762	3.132.762
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.854.229	1.854.229	1.854.229	1.854.229
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.986.990	4.986.990	4.986.990	4.986.990
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-13.230.614
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-13.230.614
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	3.132.762	3.132.762
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.854.229	1.854.229
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.986.990	4.986.990
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.986.990	4.986.990
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	4.986.990
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-8.243.624

7.4.11.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	18.796.570	18.796.570	18.796.570	18.796.570
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371	-11.125.371
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023	-22.051.023
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395	-33.176.395
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825	-14.379.825
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199

7.4.11.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-220.510.231	-220.510.231	2.684.208	7.671.199
VAN ACUMULADO (€)	-220.510.231	-435.642.164	-433.087.296	-425.963.826

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
VAN ACUMULADO (€)	-419.014.099	-412.233.877	-405.619.026	-399.165.514

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
VAN ACUMULADO (€)	-392.869.404	-386.726.857	-380.734.129	-374.887.565

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
VAN ACUMULADO (€)	-369.183.601	-363.618.757	-358.189.641	-352.892.943

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
VAN ACUMULADO (€)	-347.725.432	-342.683.958	-337.765.447	-332.966.900

Ano	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.671.199	-572.425
VAN ACUMULADO (€)	-328.285.390	-328.626.204

VAN (€)	-328.626.204
Período de recuperación	22 anos
TIR	-9,07%

7.4.11.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		220.510.231		
(21) Corretaxe		-882.041		
(22) Comisións		-551.276		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-19.235.219	-19.812.276
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		219.076.915	-19.235.219	-19.812.276
(25) Xuros			-6.615.307	-6.038.250
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-6.615.307	-6.038.250
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		219.076.915	-25.850.526	-25.850.526

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-20.406.644	-21.018.843	-21.649.409	-22.298.891
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-20.406.644	-21.018.843	-21.649.409	-22.298.891
(25) Xuros	-5.443.882	-4.831.683	-4.201.117	-3.551.635
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-5.443.882	-4.831.683	-4.201.117	-3.551.635
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-22.967.858	-23.656.893	-24.366.600	-25.097.598
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-22.967.858	-23.656.893	-24.366.600	-25.097.598
(25) Xuros	-2.882.668	-2.193.633	-1.483.926	-752.928
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.882.668	-2.193.633	-1.483.926	-752.928
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526

7.4.11.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-220.510.231	-220.510.231	2.684.208	7.671.199
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	219.076.915	-25.850.526	-25.850.526
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-220.510.231	-1.433.317	-23.166.318	-18.179.328
VAN ACUMULADO	-220.510.231	-221.909.784	-243.997.527	-260.922.162

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-18.179.328	-18.179.328	-18.179.328	-18.179.328
VAN ACUMULADO	-277.448.113	-293.584.772	-309.341.310	-324.726.681

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526	-25.850.526
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-18.179.328	-18.179.328	-18.179.328	-18.179.328
VAN ACUMULADO	-339.749.627	-354.418.687	-368.742.197	-382.728.296

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
VAN ACUMULADO	-376.965.554	-371.338.562	-365.844.121	-360.479.109

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.671.199	7.671.199	7.671.199	7.671.199
VAN ACUMULADO	-355.240.478	-350.125.250	-345.130.518	-340.253.444

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.671.199	-572.425
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.671.199	-572.425
VAN ACUMULADO	-335.491.256	-335.838.240

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	409.296.239
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	220.510.231
CMPC	2,41%

TIR	-13,46%
VAN (€)	-335.838.240
Período de recuperación	22 anos

7.4.12 Alternativa 12: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 3.

7.4.12.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	612.738.395 €	-	20	30.636.920 €
TOTAL				30.636.920 €

7.4.12.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-306.369.197	-306.369.197		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-306.369.197	-306.369.197	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes			4.468.318	4.468.318
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			2.610.995	2.610.995
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			7.079.313	7.079.313
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			7.079.313	7.079.313
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-7.079.313	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-306.369.197	-306.369.197	-7.079.313	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	4.468.318	4.468.318	4.468.318	4.468.318
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.610.995	2.610.995	2.610.995	2.610.995
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	4.468.318	4.468.318	4.468.318	4.468.318
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.610.995	2.610.995	2.610.995	2.610.995
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	4.468.318	4.468.318	4.468.318	4.468.318
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.610.995	2.610.995	2.610.995	2.610.995
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	4.468.318	4.468.318	4.468.318	4.468.318
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.610.995	2.610.995	2.610.995	2.610.995
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.079.313	7.079.313	7.079.313	7.079.313
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-18.382.152
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-18.382.152
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	4.468.318	4.468.318
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	2.610.995	2.610.995
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	7.079.313	7.079.313
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	7.079.313	7.079.313
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	7.079.313
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-11.302.839

7.4.12.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	26.809.905	26.809.905	26.809.905	26.809.905
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971	-15.665.971
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920	-30.636.920
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891	-46.302.891
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985	-19.492.985
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934

7.4.12.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-306.369.197	-306.369.197	4.064.622	11.143.934
VAN ACUMULADO (€)	-306.369.197	-605.265.975	-601.397.210	-591.048.959

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
VAN ACUMULADO (€)	-580.953.104	-571.103.490	-561.494.110	-552.119.105

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
VAN ACUMULADO (€)	-542.972.759	-534.049.495	-525.343.871	-516.850.580

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
VAN ACUMULADO (€)	-508.564.442	-500.480.404	-492.593.539	-484.899.036

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
VAN ACUMULADO (€)	-477.392.204	-470.068.465	-462.923.354	-455.952.514

Ano	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	11.143.934	-158.905
VAN ACUMULADO (€)	-449.151.695	-449.246.305

VAN (€)	-449.246.305
Período de recuperación	22 anos
TIR	-8,71%

7.4.12.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		306.369.197		
(21) Corretaxe		-1.225.477		
(22) Comisións		-765.923		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-26.724.740	-27.526.482
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		304.377.798	-26.724.740	-27.526.482
(25) Xuros			-9.191.076	-8.389.334
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-9.191.076	-8.389.334
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		304.377.798	-35.915.816	-35.915.816

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-28.352.277	-29.202.845	-30.078.931	-30.981.299
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-28.352.277	-29.202.845	-30.078.931	-30.981.299
(25) Xuros	-7.563.539	-6.712.971	-5.836.886	-4.934.518
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-7.563.539	-6.712.971	-5.836.886	-4.934.518
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-31.910.738	-32.868.060	-33.854.101	-34.869.724
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-31.910.738	-32.868.060	-33.854.101	-34.869.724
(25) Xuros	-4.005.079	-3.047.757	-2.061.715	-1.046.092
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.005.079	-3.047.757	-2.061.715	-1.046.092
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816

7.4.12.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-306.369.197	-306.369.197	4.064.622	11.143.934
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	304.377.798	-35.915.816	-35.915.816
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-306.369.197	-1.991.400	-31.851.194	-24.771.882
VAN ACUMULADO	-306.369.197	-308.313.697	-338.682.286	-361.744.836

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-24.771.882	-24.771.882	-24.771.882	-24.771.882
VAN ACUMULADO	-384.264.234	-406.253.272	-427.724.439	-448.689.934

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816	-35.915.816
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-24.771.882	-24.771.882	-24.771.882	-24.771.882
VAN ACUMULADO	-469.161.664	-489.151.259	-508.670.074	-527.729.196

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
VAN ACUMULADO	-519.357.144	-511.182.266	-503.199.915	-495.405.560

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	11.143.934	11.143.934	11.143.934	11.143.934
VAN ACUMULADO	-487.794.771	-480.363.226	-473.106.704	-466.021.082

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	11.143.934	-158.905
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	11.143.934	-158.905
VAN ACUMULADO	-459.102.335	-459.198.668

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	563.317.632
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	306.369.197
CMPC	2,41%

TIR	-12,93%
VAN (€)	-459.198.668
Período de recuperación	22 anos

7.4.13 Alternativa 13: Parque de 100 MW distribuídos en 4 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 4.

7.4.13.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	349.778.882 €	-	20	17.488.944 €
TOTAL				17.488.944 €

7.4.13.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-174.889.441	-174.889.441		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-174.889.441	-174.889.441	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			2.736.737	2.736.737
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.556.194	1.556.194
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			4.292.931	4.292.931
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			4.292.931	4.292.931
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-4.292.931	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-174.889.441	-174.889.441	-4.292.931	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.736.737	2.736.737	2.736.737	2.736.737
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.556.194	1.556.194	1.556.194	1.556.194
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.736.737	2.736.737	2.736.737	2.736.737
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.556.194	1.556.194	1.556.194	1.556.194
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.736.737	2.736.737	2.736.737	2.736.737
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.556.194	1.556.194	1.556.194	1.556.194
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.736.737	2.736.737	2.736.737	2.736.737
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.556.194	1.556.194	1.556.194	1.556.194
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.292.931	4.292.931	4.292.931	4.292.931
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-10.493.366
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-10.493.366
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.736.737	2.736.737
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.556.194	1.556.194
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.292.931	4.292.931
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.292.931	4.292.931
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	4.292.931
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.200.436

7.4.13.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.420.421	16.420.421	16.420.421	16.420.421
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162	-9.337.162
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944	-17.488.944
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106	-26.826.106
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685	-10.405.685
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259

7.4.13.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-174.889.441	-174.889.441	2.790.329	7.083.259
VAN ACUMULADO (€)	-174.889.441	-345.513.286	-342.857.411	-336.279.901

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
VAN ACUMULADO (€)	-329.862.817	-323.602.248	-317.494.376	-311.535.476

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
VAN ACUMULADO (€)	-305.721.916	-300.050.149	-294.516.718	-289.118.249

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
VAN ACUMULADO (€)	-283.851.450	-278.713.110	-273.700.094	-268.809.348

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
VAN ACUMULADO (€)	-264.037.888	-259.382.805	-254.841.261	-250.410.486

Ano	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.083.259	882.823
VAN ACUMULADO (€)	-246.087.778	-245.562.157

VAN (€)	-245.562.157
Período de recuperación	22 anos
TIR	-7,85%

7.4.13.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		174.889.441		
(21) Corretaxe		-699.558		
(22) Comisións		-437.224		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-15.255.695	-15.713.365
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		173.752.660	-15.255.695	-15.713.365
(25) Xuros			-5.246.683	-4.789.012
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-5.246.683	-4.789.012
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		173.752.660	-20.502.378	-20.502.378

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-16.184.766	-16.670.309	-17.170.419	-17.685.531
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-16.184.766	-16.670.309	-17.170.419	-17.685.531
(25) Xuros	-4.317.611	-3.832.068	-3.331.959	-2.816.847
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.317.611	-3.832.068	-3.331.959	-2.816.847
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-18.216.097	-18.762.580	-19.325.457	-19.905.221
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-18.216.097	-18.762.580	-19.325.457	-19.905.221
(25) Xuros	-2.286.281	-1.739.798	-1.176.920	-597.157
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.286.281	-1.739.798	-1.176.920	-597.157
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378

7.4.13.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-174.889.441	-174.889.441	2.790.329	7.083.259
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	173.752.660	-20.502.378	-20.502.378
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-174.889.441	-1.136.781	-17.712.049	-13.419.119
VAN ACUMULADO	-174.889.441	-175.999.463	-192.887.473	-205.381.098

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.419.119	-13.419.119	-13.419.119	-13.419.119
VAN ACUMULADO	-217.580.634	-229.493.003	-241.124.965	-252.483.120

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378	-20.502.378
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.419.119	-13.419.119	-13.419.119	-13.419.119
VAN ACUMULADO	-263.573.914	-274.403.640	-284.978.443	-295.304.324

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
VAN ACUMULADO	-289.982.125	-284.785.206	-279.710.619	-274.755.483

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.083.259	7.083.259	7.083.259	7.083.259
VAN ACUMULADO	-269.916.986	-265.192.384	-260.578.995	-256.074.202

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.083.259	882.823
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.083.259	882.823
VAN ACUMULADO	-251.675.447	-251.140.113

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	314.510.338
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	174.889.441
CMPC	2,41%

TIR	-11,69%
VAN (€)	-251.140.113
Período de recuperación	22 anos

7.4.14 Alternativa 14: Parque de 100 MW distribuídos en 5 filas de 4 aeroxeradores situado na localización Nº 3.

7.4.14.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	349.412.509 €	-	20	17.470.625 €
TOTAL				17.470.625 €

7.4.14.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-174.706.255	-174.706.255		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-174.706.255	-174.706.255	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			2.733.653	2.733.653
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			1.555.185	1.555.185
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			4.288.838	4.288.838
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			4.288.838	4.288.838
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-4.288.838	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-174.706.255	-174.706.255	-4.288.838	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.733.653	2.733.653	2.733.653	2.733.653
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.555.185	1.555.185	1.555.185	1.555.185
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	2.733.653	2.733.653	2.733.653	2.733.653
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.555.185	1.555.185	1.555.185	1.555.185
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.733.653	2.733.653	2.733.653	2.733.653
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.555.185	1.555.185	1.555.185	1.555.185
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	2.733.653	2.733.653	2.733.653	2.733.653
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	1.555.185	1.555.185	1.555.185	1.555.185
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.288.838	4.288.838	4.288.838	4.288.838
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-10.482.375
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-10.482.375
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	2.733.653	2.733.653
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	1.555.185	1.555.185
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	4.288.838	4.288.838
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	4.288.838	4.288.838
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	4.288.838
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-6.193.538

7.4.14.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)				

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	16.401.916	16.401.916	16.401.916	16.401.916
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110	-9.331.110
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625	-17.470.625
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736	-26.801.736
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820	-10.399.820
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806

7.4.14.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-174.706.255	-174.706.255	2.781.968	7.070.806
VAN ACUMULADO (€)	-174.706.255	-345.151.381	-342.503.464	-335.937.518

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
VAN ACUMULADO (€)	-329.531.717	-323.282.155	-317.185.021	-311.236.598

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
VAN ACUMULADO (€)	-305.433.258	-299.771.464	-294.247.761	-288.858.784

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
VAN ACUMULADO (€)	-283.601.245	-278.471.938	-273.467.736	-268.585.589

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
VAN ACUMULADO (€)	-263.822.518	-259.175.619	-254.642.059	-250.219.074

Ano	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	7.070.806	877.268
VAN ACUMULADO (€)	-245.903.967	-245.381.654

VAN (€)	-245.381.654
Período de recuperación	22 anos
TIR	-7,85%

7.4.14.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		174.706.255		
(21) Corretaxe		-698.825		
(22) Comisións		-436.766		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-15.239.715	-15.696.907
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		173.570.664	-15.239.715	-15.696.907
(25) Xuros			-5.241.188	-4.783.996
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-5.241.188	-4.783.996
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		173.570.664	-20.480.903	-20.480.903

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-16.167.814	-16.652.848	-17.152.434	-17.667.007
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-16.167.814	-16.652.848	-17.152.434	-17.667.007
(25) Xuros	-4.313.089	-3.828.055	-3.328.469	-2.813.896
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.313.089	-3.828.055	-3.328.469	-2.813.896
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-18.197.017	-18.742.927	-19.305.215	-19.884.372
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-18.197.017	-18.742.927	-19.305.215	-19.884.372
(25) Xuros	-2.283.886	-1.737.975	-1.175.688	-596.531
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-2.283.886	-1.737.975	-1.175.688	-596.531
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903

7.4.14.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-174.706.255	-174.706.255	2.781.968	7.070.806
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	173.570.664	-20.480.903	-20.480.903
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-174.706.255	-1.135.591	-17.698.935	-13.410.097
VAN ACUMULADO	-174.706.255	-175.815.114	-192.690.617	-205.175.839

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.410.097	-13.410.097	-13.410.097	-13.410.097
VAN ACUMULADO	-217.367.169	-229.271.524	-240.895.659	-252.246.171

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903	-20.480.903
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-13.410.097	-13.410.097	-13.410.097	-13.410.097
VAN ACUMULADO	-263.329.501	-274.151.937	-284.719.621	-295.038.550

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
VAN ACUMULADO	-289.725.714	-284.537.938	-279.472.279	-274.525.862

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.070.806	7.070.806	7.070.806	7.070.806
VAN ACUMULADO	-269.695.879	-264.979.591	-260.374.320	-255.877.455

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	7.070.806	877.268
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	7.070.806	877.268
VAN ACUMULADO	-251.486.442	-250.954.477

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	314.231.653
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	174.706.255
CMPC	2,41%

TIR	-11,70%
VAN (€)	-250.954.477
Período de recuperación	22 anos

7.4.15 Alternativa 15: Parque de 140 MW distribuídos en 7 filas de 4 aerogeradores situado na localización Nº 1.

7.4.15.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	465.967.023 €	-	20	23.298.351 €
TOTAL				23.298.351 €

7.4.15.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Inversión inicial	-232.983.512	-232.983.512		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-232.983.512	-232.983.512	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			3.810.372	3.810.372
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			2.127.239	2.127.239
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			5.937.611	5.937.611
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			5.937.611	5.937.611
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-5.937.611	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-232.983.512	-232.983.512	-5.937.611	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.810.372	3.810.372	3.810.372	3.810.372
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.127.239	2.127.239	2.127.239	2.127.239
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	3.810.372	3.810.372	3.810.372	3.810.372
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.127.239	2.127.239	2.127.239	2.127.239
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.810.372	3.810.372	3.810.372	3.810.372
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.127.239	2.127.239	2.127.239	2.127.239
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	3.810.372	3.810.372	3.810.372	3.810.372
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.127.239	2.127.239	2.127.239	2.127.239
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.937.611	5.937.611	5.937.611	5.937.611
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-13.979.011
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-13.979.011
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	3.810.372	3.810.372
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	2.127.239	2.127.239
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	5.937.611	5.937.611
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	5.937.611	5.937.611
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	5.937.611
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-8.041.399

7.4.15.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	22.862.234	22.862.234	22.862.234	22.862.234
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434	-12.763.434
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351	-23.298.351
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785	-36.061.785
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551	-13.199.551
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800

7.4.15.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-232.983.512	-232.983.512	4.161.189	10.098.800
VAN ACUMULADO (€)	-232.983.512	-460.284.499	-456.323.819	-446.946.079

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
VAN ACUMULADO (€)	-437.797.064	-428.871.196	-420.163.032	-411.667.262

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
VAN ACUMULADO (€)	-403.378.706	-395.292.310	-387.403.144	-379.706.395

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
VAN ACUMULADO (€)	-372.197.373	-364.871.497	-357.724.302	-350.751.428

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
VAN ACUMULADO (€)	-343.948.624	-337.311.742	-330.836.735	-324.519.656

Ano	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	10.098.800	2.057.401
VAN ACUMULADO (€)	-318.356.651	-317.131.703

VAN (€)	-317.131.703
Período de recuperación	22 anos
TIR	-7,30%

7.4.15.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		232.983.512		
(21) Corretaxe		-931.934		
(22) Comisiões		-582.459		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-20.323.270	-20.932.968
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		231.469.119	-20.323.270	-20.932.968
(25) Xuros			-6.989.505	-6.379.807
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-6.989.505	-6.379.807
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		231.469.119	-27.312.775	-27.312.775

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisiões				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-21.560.957	-22.207.786	-22.874.019	-23.560.240
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-21.560.957	-22.207.786	-22.874.019	-23.560.240
(25) Xuros	-5.751.818	-5.104.990	-4.438.756	-3.752.535
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-5.751.818	-5.104.990	-4.438.756	-3.752.535
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisiões				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-24.267.047	-24.995.058	-25.744.910	-26.517.257
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-24.267.047	-24.995.058	-25.744.910	-26.517.257
(25) Xuros	-3.045.728	-2.317.717	-1.567.865	-795.518
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-3.045.728	-2.317.717	-1.567.865	-795.518
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775

7.4.15.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-232.983.512	-232.983.512	4.161.189	10.098.800
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	231.469.119	-27.312.775	-27.312.775
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-232.983.512	-1.514.393	-23.151.586	-17.213.975
VAN ACUMULADO	-232.983.512	-234.462.270	-256.537.128	-272.564.301

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-17.213.975	-17.213.975	-17.213.975	-17.213.975
VAN ACUMULADO	-288.214.344	-303.496.130	-318.418.324	-332.989.389

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775	-27.312.775
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-17.213.975	-17.213.975	-17.213.975	-17.213.975
VAN ACUMULADO	-347.217.586	-361.110.984	-374.677.461	-387.924.708

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
VAN ACUMULADO	-380.335.912	-372.925.686	-365.689.828	-358.624.234

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	10.098.800	10.098.800	10.098.800	10.098.800
VAN ACUMULADO	-351.724.899	-344.987.910	-338.409.448	-331.985.781

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	10.098.800	2.057.401
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	10.098.800	2.057.401
VAN ACUMULADO	-325.713.267	-324.465.455

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	412.575.262
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	232.983.512
CMPC	2,41%

TIR	-10,92%
VAN (€)	-324.465.455
Período de recuperación	22 anos

7.4.16 Alternativa 16: Parque de 200 MW distribuídos en 8 filas de 5 aeroxeradores situado na localización Nº 4.

7.4.16.1 Amortización de activos fixos (amortización lineal)

Concepto	Valor (€)	Valor residual (€)	Anos	Cota (€/ano)
Inversión inicial	642.340.642 €	-	20	32.117.032 €
TOTAL				32.117.032 €

7.4.16.2 Cash Flow extraoperativo do proxecto

Ano	0	1	2	3
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial	-321.170.321	-321.170.321		
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	-321.170.321	-321.170.321	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes			5.428.711	5.428.711
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería			2.988.347	2.988.347
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo			8.417.058	8.417.058
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)			8.417.058	8.417.058
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA			-8.417.058	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	-321.170.321	-321.170.321	-8.417.058	0

Ano	4	5	6	7
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	5.428.711	5.428.711	5.428.711	5.428.711
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.988.347	2.988.347	2.988.347	2.988.347
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	8	9	10	11
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Clientes	5.428.711	5.428.711	5.428.711	5.428.711
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.988.347	2.988.347	2.988.347	2.988.347
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	12	13	14	15
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	5.428.711	5.428.711	5.428.711	5.428.711
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.988.347	2.988.347	2.988.347	2.988.347
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	16	17	18	19
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)				
(1) Investimento inicial				
(2) Desmantelamento				
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	0	0	0
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)				
I. Debedores comerciais				
Cientes	5.428.711	5.428.711	5.428.711	5.428.711
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes				
Tesourería	2.988.347	2.988.347	2.988.347	2.988.347
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(C) PASIVO CORRENTE (PC)				
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais				
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.417.058	8.417.058	8.417.058	8.417.058
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	0	0	0
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	0	0	0

Ano	20	21
(A) ACTIVO NON CORRENTE (ANC)		
(1) Investimento inicial		
(2) Desmantelamento		-19.270.219
(3) TOTAL ACTIVO NON CORRENTE = (1) + (2)	0	-19.270.219
(B) ACTIVO CORRENTE (AC)		
I. Debedores comerciais		
Cientes	5.428.711	5.428.711
II. Efectivo e outros activos líquidos equivalentes		
Tesourería	2.988.347	2.988.347
(4) TOTAL ACTIVO CORRENTE = Debedores comerciais + Efectivo	8.417.058	8.417.058
(C) PASIVO CORRENTE (PC)		
(5) TOTAL PASIVO CORRENTE = Débedas a curto prazo + Acredores comerciais		
(6) FONDO DE MANOBRA (FM) = (4) - (5)	8.417.058	8.417.058
(7) INVERSIÓN EN FONDO DE MANOBRA	0	8.417.058
(8) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO PROXECTO (CFE) OU TOTAL DE FONDOS ABSORBIDOS = (3) + (7)	0	-10.853.161

7.4.16.3 Cash Flow operativo do proxecto

Ano	0	1	2	3	4	5
(9) VENDAS			32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)						
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)			32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)			-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084
(13) AMORTIZACIÓNS (-)			-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)			-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)			-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)			0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)			-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)			14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182

Ano	6	7	8	9
(9) VENDAS	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182

Ano	10	11	12	13
(9) VENDAS	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182

Ano	14	15	16	17
(9) VENDAS	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182

Ano	18	19	20	21
(9) VENDAS	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(10) CUSTOS VARIABLES (CV) (-)				
(11) MARXE BRUTO = (9) + (10)	32.572.266	32.572.266	32.572.266	32.572.266
(12) CUSTOS FIXOS DESEMBOLSABLES (CF) (-)	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084	-17.930.084
(13) AMORTIZACIÓNS (-)	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032	-32.117.032
(14) TOTAL CUSTOS FIXOS = (12) + (13)	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116	-50.047.116
(15) BENEFICIO ANTES DE IMPOSTOS (BAI) = (11) + (14)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(16) IMPOSTO DE SOCIEDADES (-)	0	0	0	0
(17) BENEFICIO DESPOIS DE IMPOSTOS (BDI) = (15) + (16)	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850	-17.474.850
(18) CASH FLOW OPERATIVO (CFO) = (17) - (13)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182

7.4.16.4 Cash Flow total do proxecto sen financiar

Ano	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	-321.170.321	-321.170.321	6.225.124	14.642.182
VAN ACUMULADO (€)	-321.170.321	-634.507.219	-628.582.056	-614.985.334

Ano	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
VAN ACUMULADO (€)	-601.720.240	-588.778.684	-576.152.776	-563.834.817

Ano	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
VAN ACUMULADO (€)	-551.817.296	-540.092.886	-528.654.436	-517.494.973

Ano	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
VAN ACUMULADO (€)	-506.607.692	-495.985.955	-485.623.284	-475.513.362

Ano	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
VAN ACUMULADO (€)	-465.650.023	-456.027.253	-446.639.185	-437.480.094

Ano	20	21	VAN (€)	-426.288.464
(19) CASH FLOW TOTAL DO PROXECTO SEN FINANCIAR (CFT) = (8) + (18)	14.642.182	3.789.021	Período de recuperación	22 anos
VAN ACUMULADO (€)	-428.544.395	-426.288.464	TIR	-6,90%

7.4.16.5 Cash Flow do crédito

Ano	0	1	2	3
(20) Entradas		321.170.321		
(21) Corretaxe		-1.284.681		
(22) Comisións		-802.926		
(23) Devolución de principal (Amortización)			-28.015.850	-28.856.325
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)		319.082.714	-28.015.850	-28.856.325
(25) Xuros			-9.635.110	-8.794.634
(26) Escudo fiscal			0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)			-9.635.110	-8.794.634
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)		319.082.714	-37.650.959	-37.650.959

Ano	4	5	6	7
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-29.722.015	-30.613.675	-31.532.086	-32.478.048
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-29.722.015	-30.613.675	-31.532.086	-32.478.048
(25) Xuros	-7.928.944	-7.037.284	-6.118.874	-5.172.911
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-7.928.944	-7.037.284	-6.118.874	-5.172.911
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959

Ano	8	9	10	11
(20) Entradas				
(21) Corretaxe				
(22) Comisións				
(23) Devolución de principal (Amortización)	-33.452.390	-34.455.961	-35.489.640	-36.554.330
(24) CASH FLOW EXTRAOPERATIVO DO CRÉDITO = (20) + (21) + (22) + (23)	-33.452.390	-34.455.961	-35.489.640	-36.554.330
(25) Xuros	-4.198.570	-3.194.998	-2.161.319	-1.096.630
(26) Escudo fiscal	0	0	0	0
(27) CASH FLOW OPERATIVO DO CRÉDITO = (25) + (26)	-4.198.570	-3.194.998	-2.161.319	-1.096.630
(28) CASH FLOW TOTAL DO CRÉDITO = (24) + (27)	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959

7.4.16.6 Cash Flow total do proxecto financiado

Años	0	1	2	3
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	-321.170.321	-321.170.321	6.225.124	14.642.182
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	319.082.714	-37.650.959	-37.650.959
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-321.170.321	-2.087.607	-31.425.835	-23.008.777
VAN ACUMULADO	-321.170.321	-323.208.819	-353.173.528	-374.596.433

Años	4	5	6	7
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-23.008.777	-23.008.777	-23.008.777	-23.008.777
VAN ACUMULADO	-395.515.389	-415.942.248	-435.888.588	-455.365.712

Años	8	9	10	11
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959	-37.650.959
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	-23.008.777	-23.008.777	-23.008.777	-23.008.777
VAN ACUMULADO	-474.384.658	-492.956.204	-511.090.875	-528.798.947

Años	12	13	14	15
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
VAN ACUMULADO	-517.795.084	-507.050.075	-496.557.831	-486.312.405

Años	16	17	18	19
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	14.642.182	14.642.182	14.642.182	14.642.182
VAN ACUMULADO	-476.307.991	-466.538.921	-456.999.657	-447.684.794

Años	20	21
(19) CASH FLOW TOTAL PROXECTO SEN FINANCIAR	14.642.182	3.789.021
(28) CASH FLOW TOTAL CRÉDITO	0	0
(29) CASH FLOW TOTAL PROXECTO FINANCIADO = (19) + (28)	14.642.182	3.789.021
VAN ACUMULADO	-438.589.053	-436.290.678

Recursos Propios (RP) (aportación fondos promotor)	561.762.757
Recursos Alleos (RA) (Crédito)	321.170.321
CMPC	2,41%

TIR	-10,35%
VAN (€)	-436.290.678
Período de recuperación	22 anos

7.5 Resultados

Os resultados obtidos para os tres indicadores económicos (VAN, TIR e período de recuperación) analizados para as 16 posibles alternativas recóllense na Táboa 19 para o proxecto sen financiar, e na Táboa 20 para o proxecto financiado.

Táboa 19. VAN, TIR e período de recuperación obtidos para o proxecto sen financiar

Alternativa	Zona	P (MW)	Filas de turbinas	Turbinas por fila	VAN	TIR	PR (>)
1	1	100	4	5	-243.936.024	-7,76%	22
2		100	5	4	-243.756.618	-7,77%	
3		140	7	4	-314.954.944	-7,22%	
4		200	8	5	-423.301.956	-6,82%	
5	4	100	4	5	-247.215.463	-8,92%	22
6		100	5	4	-247.011.910	-8,92%	
7		140	7	4	-322.691.359	-8,39%	
8		200	8	5	-437.655.784	-8,00%	
9	5	100	4	5	-249.371.992	-9,55%	22
10		100	5	4	-249.158.561	-9,56%	
11		140	7	4	-328.626.204	-9,07%	
12		200	8	5	-449.246.305	-8,71%	
13	7	100	4	5	-245.562.157	-7,85%	22
14		100	5	4	-245.381.654	-7,85%	
15		140	7	4	-317.131.703	-7,30%	
16		200	8	5	-426.288.464	-6,90%	

Táboa 20. VAN, TIR e período de recuperación obtidos para o proxecto financiado

Alternativa	Zona	P (MW)	Filas de turbinas	Turbinas por fila	VAN	TIR	PR (>)
1	1	100	4	5	-249.491.937	-11,57%	22
2		100	5	4	-249.307.412	-11,58%	
3		140	7	4	-322.259.106	-10,81%	
4		200	8	5	-433.263.410	-10,24%	
5	4	100	4	5	-252.661.803	-13,24%	22
6		100	5	4	-252.452.875	-13,24%	
7		140	7	4	-329.903.153	-12,47%	
8		200	8	5	-447.550.471	-11,91%	
9	5	100	4	5	-254.780.461	-14,18%	22
10		100	5	4	-254.561.552	-14,19%	
11		140	7	4	-335.838.240	-13,46%	
12		200	8	5	-459.198.668	-12,93%	
13	7	100	4	5	-251.140.113	-11,69%	22
14		100	5	4	-250.954.477	-11,70%	
15		140	7	4	-324.465.455	-10,92%	
16		200	8	5	-436.290.678	-10,35%	

Tal e como pode comprobarse nas táboas anteriores, o período de recuperación é superior ao ciclo de vida do proxecto (22 anos) para todas as alternativas estudadas. Isto xa é un indicativo de que non é conveniente investir no proxecto. Ademais, o Valor Actual Neto (VAN) é negativo en todos os casos, o cal tamén indica que non é aconsellable investir en ningún deles.

Ante esta situación, analizaranse os resultados obtidos para ver cal das alternativas é a máis favorable (sendo rigorosos, a menos desfavorable), tendo sempre presente que coas condicións establecidas ningunha delas é viable economicamente.

Compararanse tamén os resultados obtidos para o proxecto financiado cos obtidos para o proxecto sen financiar, co obxectivo de determinar cal das dúas opcións é máis axeitada para unha mesma alternativa de estudo.

Cando o VAN é positivo, a alternativa que presenta un valor máis alto será a que proporcione unha maior rendibilidade, e polo tanto a máis interesante para investir. Sen embargo, neste caso, dado que os valores obtidos para o VAN son todos negativos, a mellor opción será aquela que presente o Valor Actual Neto máis próximo a cero.

Para ter unha visión máis clara dos resultados obtidos, os datos recollidos nas táboas 19 e 20 represéntanse graficamente na Figura 52.

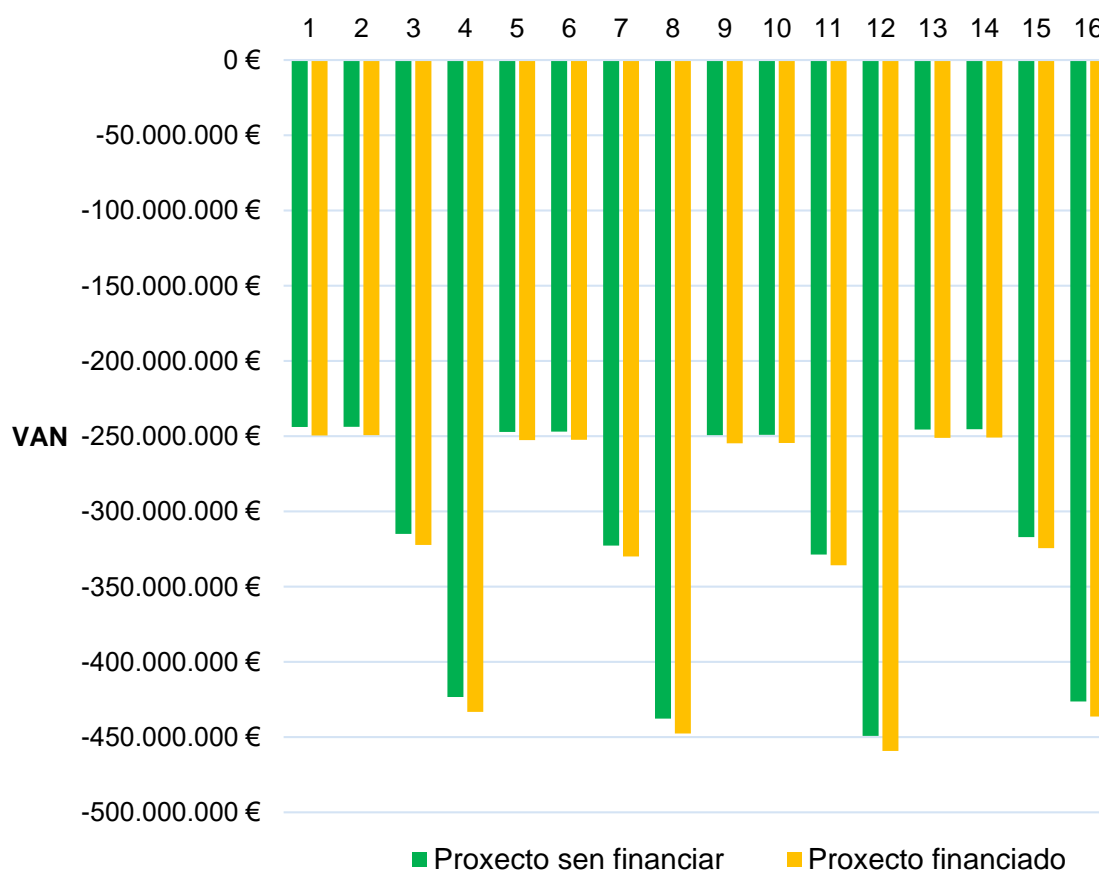


Figura 52. VAN das 16 alternativas comparando o proxecto financiado co proxecto sen financiar. Elaboración propia

Analizando a gráfica anterior conclúese que na decisión entre proxecto sen financiar e proxecto financiado o resultado é unánime para todas as alternativas de estudo, e é favorable á opción de proxecto sen financiar, xa que sendo todos os valores obtidos para o VAN negativos, esta é a opción para a cal os resultados están máis próximos a cero.

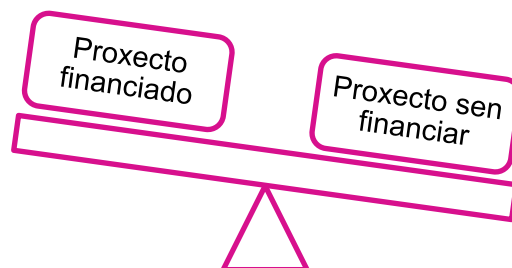


Figura 53. Proxecto sen financiar vs proxecto financiado. Elaboración propia

Da Figura 52 despréndese tamén que as alternativas que presentan un VAN menos desfavorable son claramente a 1 e 2; 5 e 6; 9 e 10 e 13 e 14, que se corresponden con aquelas nas que a potencia total instalada é menor (100 MW). Isto débese a que aínda que nas alternativas con maior potencia a produción anual de enerxía é maior, e polo tanto os beneficios obtidos pola súa venda tamén o son, esta diferenza non é suficiente para compensar o elevado investimento inicial necesario, dando lugar a unhas perdas ao final da vida útil maiores. Descártanse por tanto na busca da alternativa máis favorable aquelas cuxa potencia total é de 140 MW ou de 200 MW.

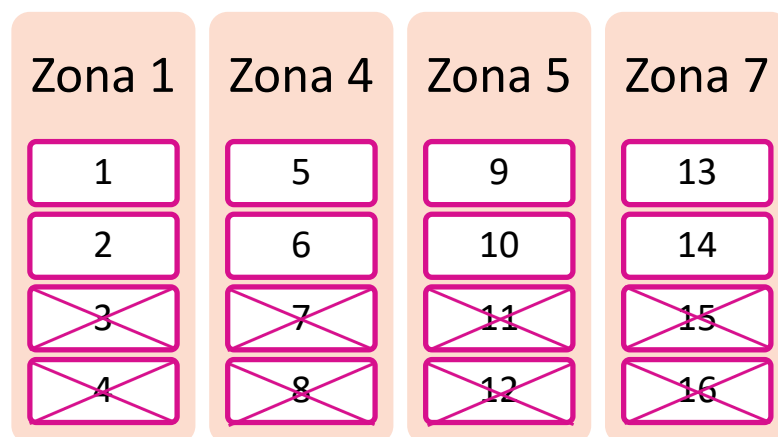


Figura 54. Alternativas descartadas a partir da primeira análise do VAN. Elaboración propia

Analizando a figura 52 observase que as diferenzas que presentan entre si os valores obtidos para o VAN das 8 alternativas con 100 MW instalados (alternativas 1, 2, 5, 6, 9, 10, 13 e 14) son claramente inferiores ás diferenzas existentes entre estas 8 alternativas e as 8 descartadas (alternativas 3, 4, 7, 8, 11, 12, 15 e 16). Non obstante, examinando de novo os resultados pode determinarse cal delas presenta un Valor Actual Neto máis próximo a cero, definindo así cal é a alternativa máis favorable das 16 estudadas.

Os resultados obtidos para o VAN das alternativas con 100 MW de potencia recóllense na Figura 55.



Figura 55. VAN das 8 alternativas con 100 MW instalados. Elaboración propia

Cabe destacar as diferenzas existentes entre as 4 zonas de estudo para unha mesma configuración de aeroxeradores, debidas por unha parte ás variacións no investimento inicial (motivadas por parámetros como a profundidade ou a distancia á costa) e por outra parte ás variacións na enerxía neta producida (motivadas polas diferenzas no recurso eólico existente en cada zona).

No que respecta a estas diferenzas entre zonas, as alternativas máis favorables en canto ao VAN son as pertencentes á zona 1 (alternativas 1 e 2) e as pertencentes á zona 7 (alternativas 13 e 14), coincidindo así coas dúas zonas mellor situadas segundo os resultados do estudo enerxético.

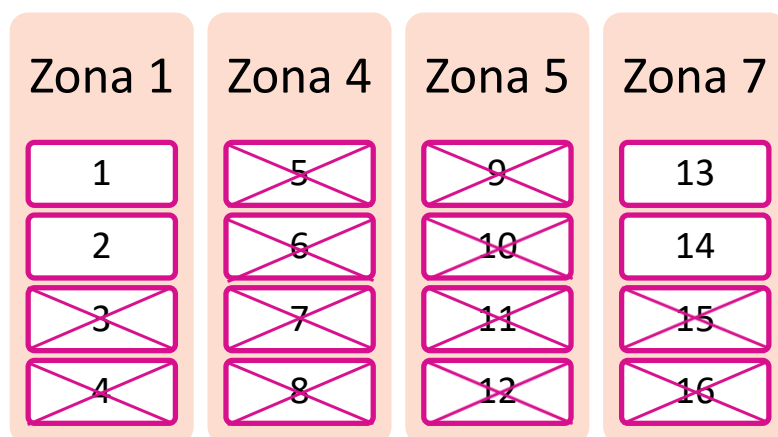
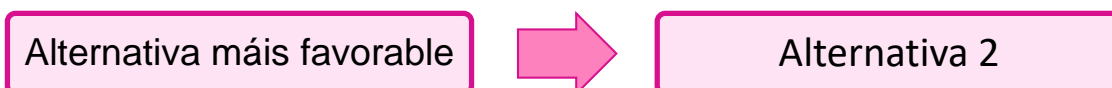


Figura 56. Alternativas descartadas a partir da segunda análise do VAN. Elaboración propia

De entre as catro alternativas restantes a que presenta un Valor Actual Neto máis próximo a cero é a alternativa número 2, con un VAN = -243.756.618 €. Establécese por tanto como conclusión final do estudo de viabilidade que esta é a alternativa máis favorable das 16 analizadas.



8 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Cando se realiza a análise económica dun proxecto, existen unha serie de incertezas asociadas ás variables empregadas para definir o escenario de estudo que dificultan a toma de decisións. Para facilitala, pode efectuarse unha análise de sensibilidade.

Unha análise de sensibilidade serve para medir como se ve afectada a rendibilidade dun proxecto cando se modifican unha ou varias das variables que conforman os supostos baixo os cales se elaboraron as proxeccións financeiras. Ademais, permite coñecer cales son as variables que máis afectan ao resultado económico do proxecto, e cales non teñen unha incidencia significativa sobre o resultado final.

Para levar a cabo a análise de sensibilidade empregárase a ferramenta de Oracle “Crystall Ball”, que actúa como un complemento do software Microsoft Excel. Será necesario definir dous tipos de variables, as de entrada e as de saída.

As variables de saída son as que se pretende coñecer, as que determinan a rendibilidade do proxecto. O análise de sensibilidade proporcionará a probabilidade de que acaden diferentes valores en función das variables de entrada.

Enténdese por variables de entrada aquelas que inflúen sobre o resultado da variable que se pretende analizar, e que por erros na súa estimación ou por variacións futuras poden experimentar modificacións con respecto aos valores establecidos para as mesmas.

Realizarase a análise de sensibilidade para a alternativa de estudo número 2, que foi identificada como a máis favorable despois de realizar o estudo de viabilidade. Aínda que os resultados para a opción sen financiar son mellores que para a opción financiada, analizaranse ambas posibilidades, pois considérase de interese comprobar en que medida afecta a modificación da porcentaxe financiada e do tipo de xuro sobre os resultados finais do caso financiado.

8.1 Variables de saída

Serán variables de saída aquelas cuxo valor determina a rendibilidade do proxecto. Neste caso defínese como tal o Valor Actual Neto (VAN).

8.2 Variables de entrada

Seleccionaranse aquelas variables que inflúen sobre o resultado final do VAN e que poden experimentar variacións con respecto ao valor estimado, de xeito que se analizará como varía o VAN coas modificacións de ditas variables, e se determinará o grado de influencia que teñen cada unha delas sobre a viabilidade do proxecto.

Defínense entón como variables de entrada do estudo de sensibilidade as seguintes:

- Investimento inicial, estudando por separado os distintos capítulos que constitúen o presuposto de execución.
- Custos de operación e mantemento.
- Producción neta de enerxía.

- Tarifa eléctrica de aplicación.
- Porcentaxe de capital financiado (só para o caso do proxecto financiado).
- Tipo de xuro (só para o caso do proxecto financiado).

O obxectivo da análise de sensibilidade é ter unha perspectiva máis ampla da que se obtén mediante o análise de viabilidade sobre os resultados futuros que cabe esperar para o proxecto. Por iso, é preciso crear diferentes escenarios, co fin de contemplar os diferentes valores que poden adoptar as variables de entrada.

Contemplanse tres posibilidades para cada unha das variables:

- Valor mínimo: é o valor máis baixo que se considerará que pode tomar a variable.
- Valor máis probable: é o valor estimado para a variable en función dos datos dispoñibles, é dicir, o empregado no estudo de viabilidade do proxecto.
- Valor máximo: é o valor máis alto que se considerará que pode tomar a variable.

Para determinar estes valores empregárase unha distribución triangular, na cal os valores máximo e mínimo oscilarán un 10% por encima e por abaixo do valor máis probable, respectivamente, excepto no caso da porcentaxe de capital financiado e do tipo de xuro, cuxa variación se establecerá en base a outros criterios.

A continuación recóllense os valores máximo, mínimo e máis probable que adoptan cada unha das variables de entrada do estudo de sensibilidade.

8.2.1 *Investimento inicial*

Tomarase cada capítulo do presuposto como unha variable de entrada independente (a excepción dos capítulos “varios” e “seguridade e saúde nas obras”), para así determinar cales son as partidas con máis peso sobre os resultados de rendibilidade do proxecto.

- Enxeñaría e estudos previos

Mínimo	5.285.385 €
Más probable	5.872.650 €
Máximo	6.459.915 €

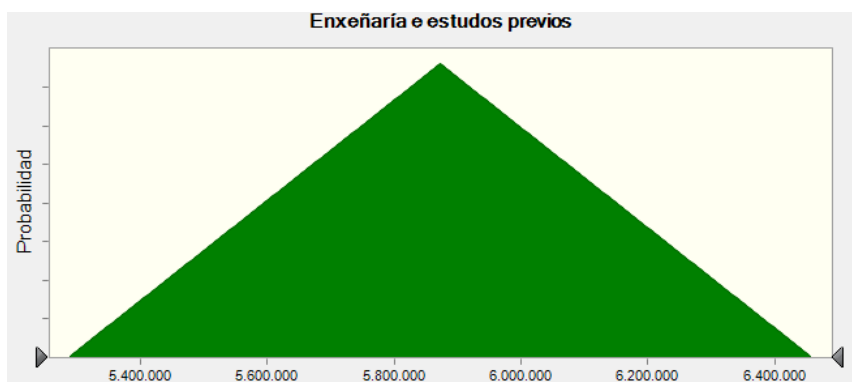


Figura 57. Variación investimento en enxeñaría e estudos previos (€). Elaboración propia

- Instalación e posta en marcha

Mínimo	8.321.563 €
Más probable	9.246.181 €
Máximo	10.170.799 €

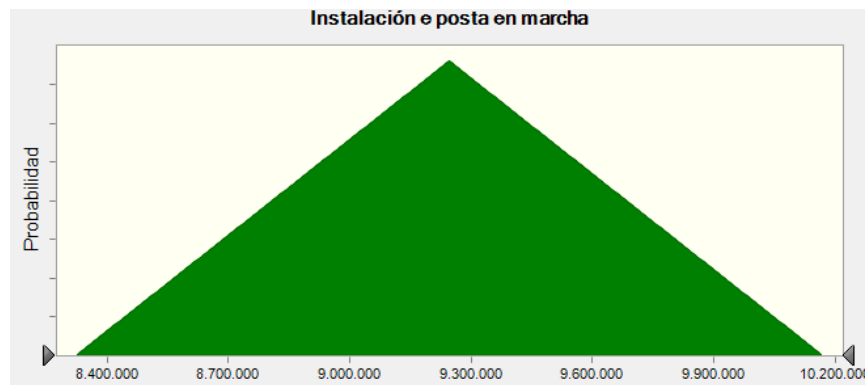


Figura 58. Variación investimento en instalación e posta en marcha (€). Elaboración propia

- Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles

Mínimo	225.231.300 €
Más probable	250.257.000 €
Máximo	275.282.700 €

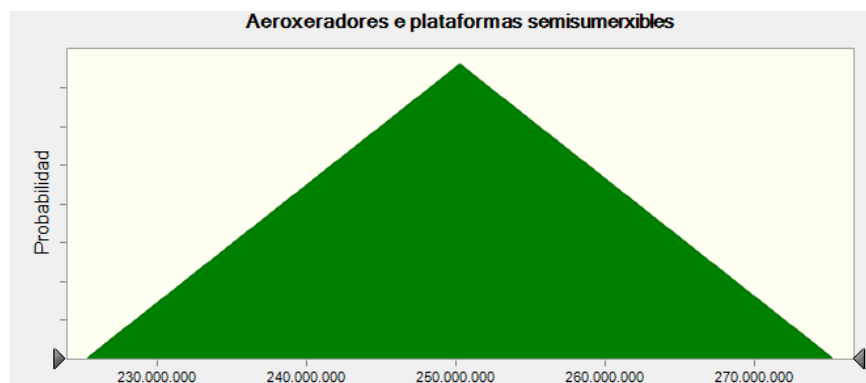


Figura 59. Variación investimento en aeroxeradores e plataformas semisumerxibles (€). Elaboración propia

- Sistemas de amarre e ancoraxe

Mínimo	19.681.306 €
Más probable	21.868.118 €
Máximo	24.054.930 €

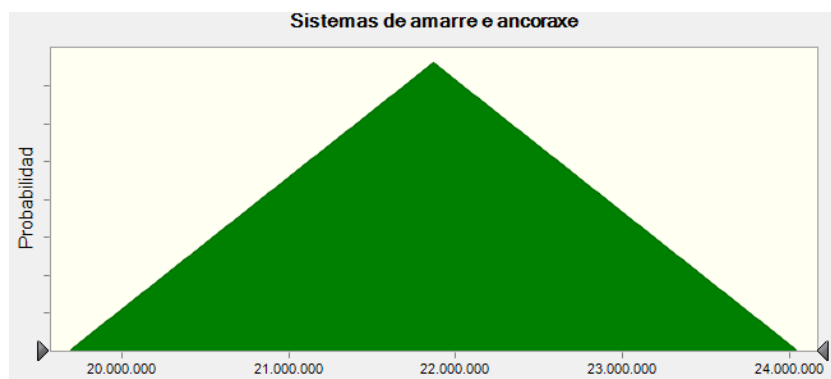


Figura 60. Variación investimento sistemas de amarre e ancoraxe (€). Elaboración propia

- Infraestructura eléctrica

Mínimo	42.624.757 €
Más probable	47.360.841 €
Máximo	52.096.925 €

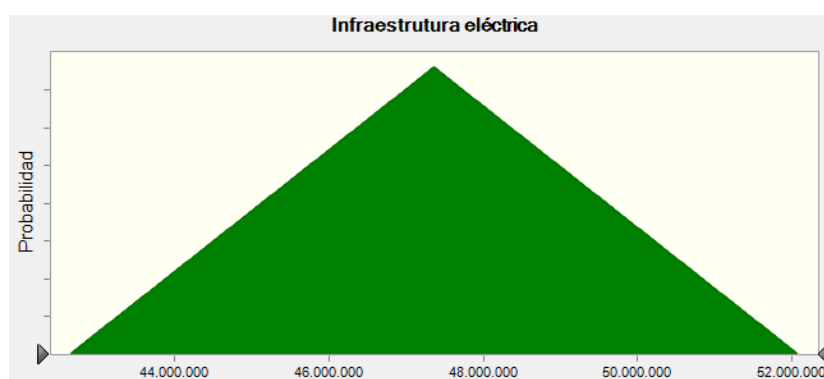


Figura 61. Variación investimento en infraestructura eléctrica (€). Elaboración propia

8.2.2 Custos de operación e mantemento

Mínimo	8.417.154 €
Más probable	9.352.394 €
Máximo	10.287.633 €

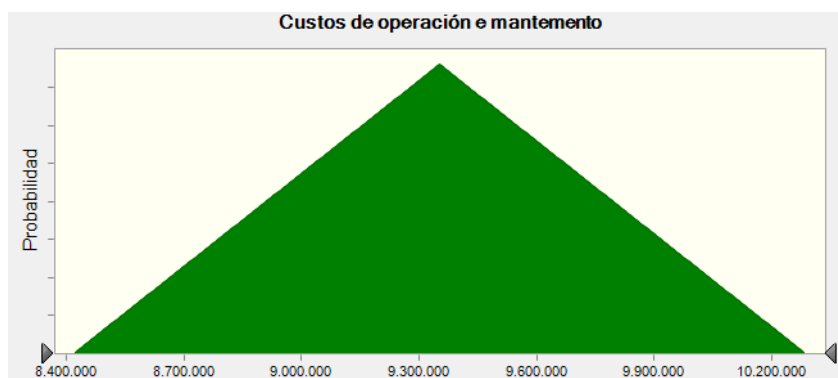


Figura 62. Variación custos de operación e mantemento (€). Elaboración propia

8.2.3 Producción neta de enerxía

Mínimo	268.575 MWh
Más probable	298.417 MWh
Máximo	328.259 MWh

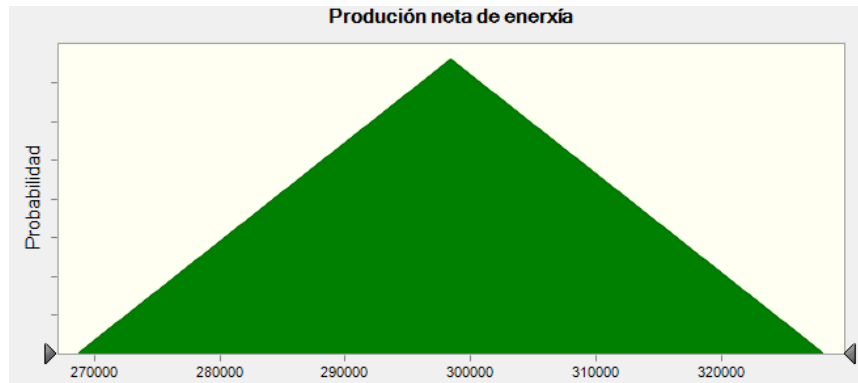


Figura 63. Variación producción neta de enerxía (MWh) . Elaboración propia

8.2.4 Tarifa eléctrica de aplicación

Mínimo	49,72 €/MWh
Más probable	55,24 €/MWh
Máximo	60,76 €/MWh

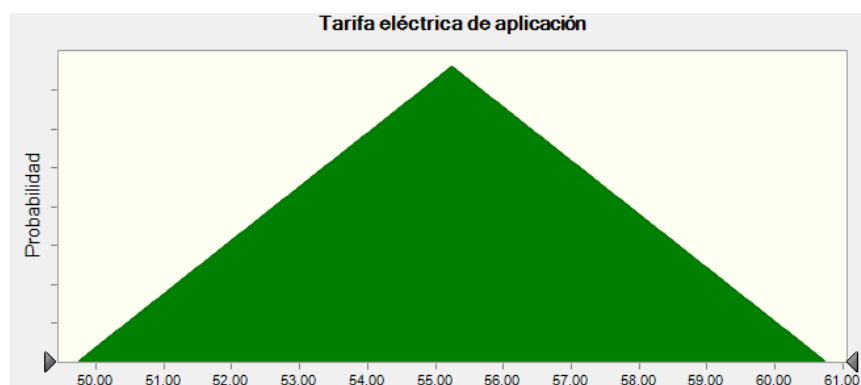


Figura 64. Variación tarifa eléctrica de aplicación (€/MWh) . Elaboración propia

8.2.5 Porcentaxe de capital financiado (só para o proxecto financiado)

Considerarase unha variación do porcentaxe de capital financiado de entre o 40% e o 60% do investimento total inicial.

Mínimo	40%
Más probable	50%
Máximo	60%

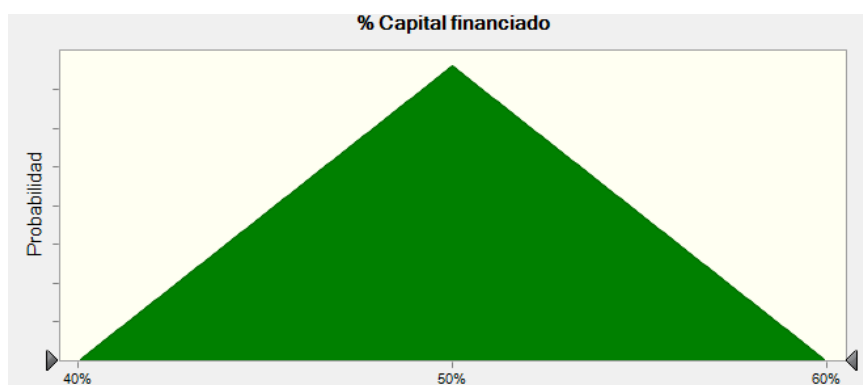


Figura 65. Variación porcentaxe de capital financiado (%). Elaboración propia

8.2.6 Tipo de xuro (só para o proxecto financiado)

Considerarase unha variación do tipo de xuro de entre o 2% e o 4%.

Mínimo	2%
Más probable	3%
Máximo	4%

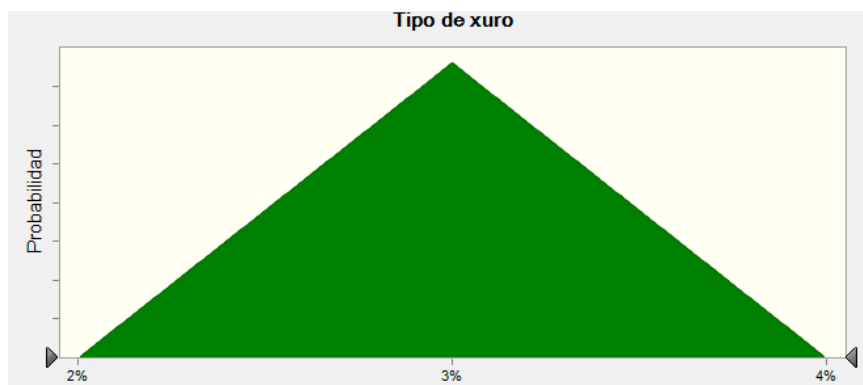


Figura 66. Variación tipo de xuro (%). Elaboración propia

8.3 Resultados para o proxecto sen financiar

A partir das variables de entrada establecidas, empregando o software Crystall Ball obtense a distribución de frecuencia do VAN para o proxecto sen financiar, que se recolle na Figura 67. Nela indícanse os valores que pode adoptar o VAN , así como a probabilidade de que ocorran cada un deles.

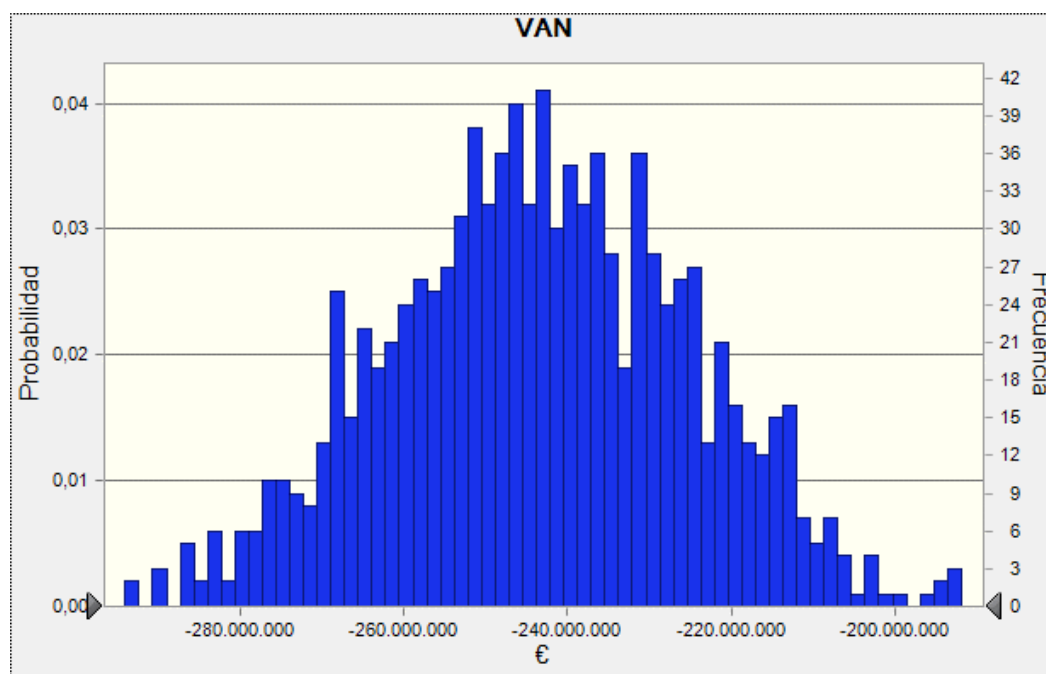


Figura 67. Distribución de frecuencia do VAN para o proxecto sen financiar. Elaboración propia

Observando a Figura 67 compróbase que en ningún caso o VAN alcanza valores positivos, polo que a probabilidade de que o proxecto sexa rendible para as variables de entrada establecidas é nula. As estatísticas correspondentes a esta distribución de frecuencia recóllense na Táboa 21.

Táboa 21. Estatísticas distribución de frecuencia VAN para o proxecto sen financiar

Probas	1.000
Caso base	-243.756.618
Media	-243.493.606
Mediana	-243.636.917
Desviación estándar	18.426.373
Varianza	339.531.217.990.228
Sesgo	0,0117
Coeficiente de variación	-0,0757
Mínimo	-294.097.537
Máximo	-185.621.532
Error estándar medio	582.693

A análise de sensibilidade mostra cales son as variables que afectan en maior medida ao resultado do VAN e, en consecuencia, á viabilidade do proxecto, e en que sentido inflúen sobre a mesma.

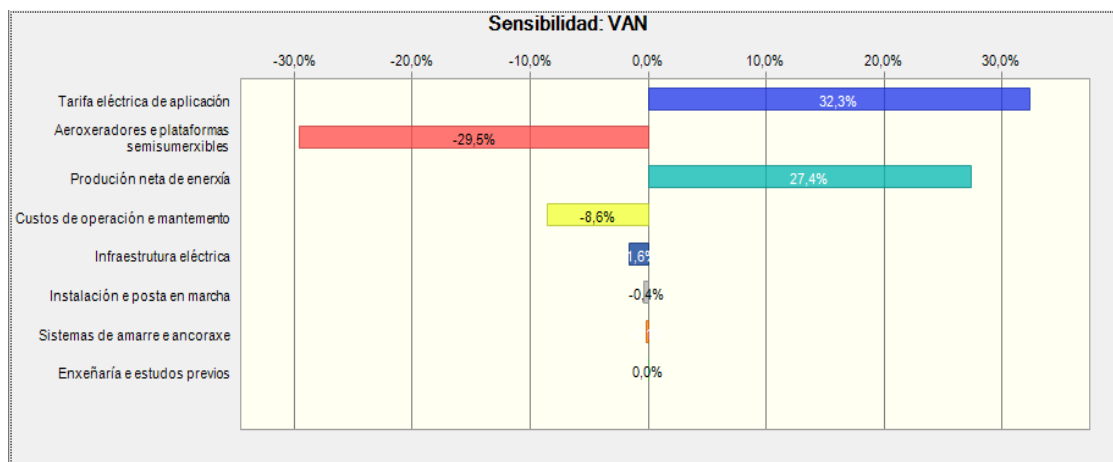


Figura 68. Análise de sensibilidade VAN proxecto sen financiar. Elaboración propia

A partir dos resultados mostrados na Figura 68, compróbase que as variables con maior influencia sobre os resultados do Valor Actual Neto son a tarifa eléctrica de aplicación, a produción neta de enerxía e o investimento inicial en aeroxeradores e plataformas. No caso das dúas primeiras, canto maior sexa o seu valor, maior será o valor do VAN, mentres que no caso do investimento en aeroxeradores e plataformas, diminuír o seu valor será clave para a que aumente o VAN.

A influencia sobre o VAN das demais variables de entrada é significativamente menor que a das tres comentadas, destacando claramente os custos de operación e mantemento por encima das catro restantes.

8.4 Resultados para o proxecto financiado

No caso do proxecto financiado, a distribución de frecuencia do VAN é a recollida na Figura 69.

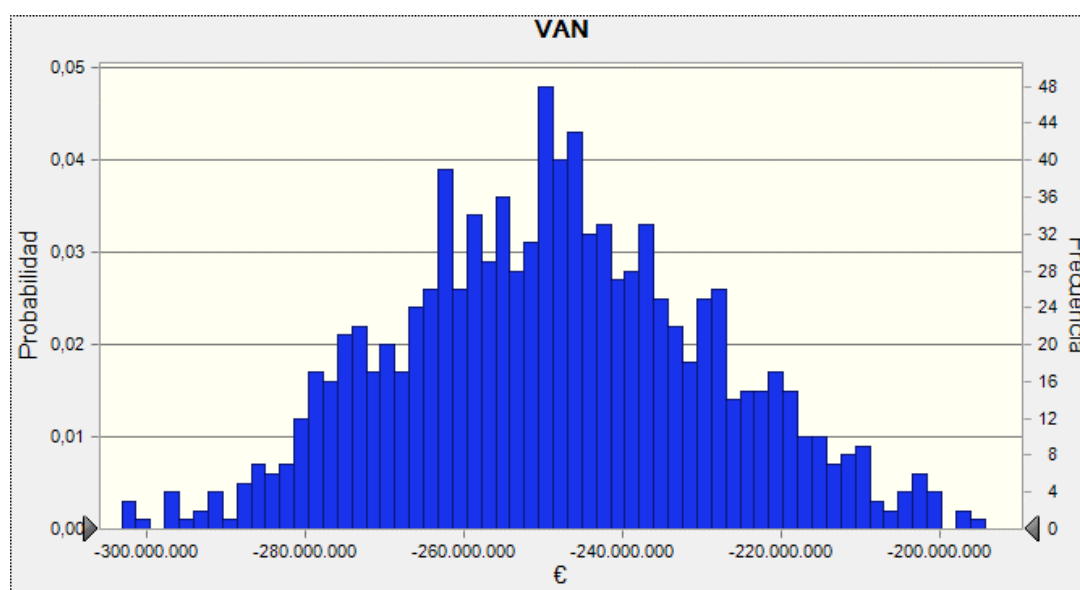


Figura 69. Distribución de frecuencia do VAN para o proxecto financiado. Elaboración propia

Ao igual que no proxecto sen financiar, en ningún momento se acadan resultados positivos para o Valor Actual Neto, polo que non sería aconsellable investir no proxecto.

As estatísticas da distribución de frecuencia do VAN para o proxecto financiado recóllense na Táboa 22.

Táboa 22. Estatísticas distribución de frecuencia VAN para o proxecto sen financiar

Probas	1.000
Caso base	-249.307.412
Media	-248.648.393
Mediana	-248.910.538
Desviación estándar	20.027.226
Varianza	401.089.768.457.883
Sesgo	0,1199
Coeficiente de variación	-0,0805
Mínimo	-303.211.919
Máximo	-179.830.253
Error estándar medio	633.316

Os resultados obtidos para a análise de sensibilidade móstranse na Figura 70.

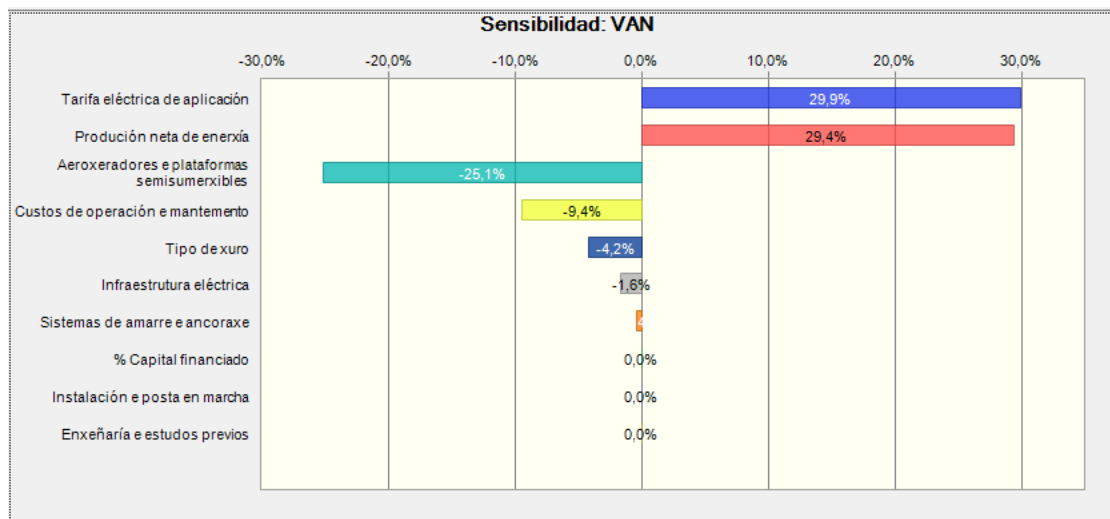


Figura 70. Análise de sensibilidade VAN proxecto financiado. Elaboración propia

Do mesmo xeito que no caso do proxecto sen financiar, a tarifa eléctrica de aplicación, a produción neta de enerxía e o investimento inicial en aeroxeradores e plataformas son os aspectos con maior influencia sobre os resultados do Valor Actual Neto. Neste caso resulta interesante analizar tamén a influencia das dúas variables exclusivas do proxecto financiado : o tipo de xuro e a porcentaxe de capital financiado.

Tal e como pode observarse na Figura 70, a influencia da porcentaxe de capital financiado sobre os resultados do VAN é insignificante. O valor do tipo de xuro presenta maior relevancia, aínda que a súa porcentaxe no análise de sensibilidade é claramente inferior á das tres variables máis destacadas, situándose no -4,2%.

8.5 Melloras necesarias

En vista dos resultados obtidos nas análises de sensibilidade realizadas, conclúese que a variable de entrada con maior influencia sobre a rendibilidade do parque eólico offshore é a tarifa eléctrica, é dicir, a cantidade que se cobra por cada unidade de electricidade vendida.

Compróbase ademais que cos valores dados para as variables de entrada ningunha das alternativas estudadas é viable economicamente, polo que para finalizar a análise, buscaranse cales serían as condicións necesarias para que o proxecto si fose rendible.

Estableceranse dous supostos, un no que o VAN é igual a cero, valor a partir do cal o proxecto comezaría a ser rendible, e outro no que o período de recuperación é de 11 anos, a metade do ciclo de vida do proxecto. Os supostos aplicaranse a cada unha das 16 alternativas de estudo, considerando a opción de proxecto sen financiar por ser a máis viable.

Para cada un destes casos realizaranse unha análise de hipótese empregando o software Microsoft Excel, na cal se determinará cal sería o valor da tarifa eléctrica necesario para que se cumpran estes supostos mantendo constante o valor das demais variables de entrada.

Os resultados da análise realizada recóllense na Táboa 23, e represéntanse graficamente na Figura 71.

Táboa 23. Resultados da análise de hipótese

Alternativa	Prezo enerxía VAN = 0 (€/MWh)	Prezo enerxía PR = 11 anos (€/MWh)
1	120,23	218,82
2	120,25	218,86
3	115,72	210,61
4	112,47	204,69
5	130,20	236,97
6	130,22	235,70
7	125,66	228,70
8	122,37	222,71
9	135,80	247,16
10	135,82	247,19
11	131,59	239,50
12	128,54	233,94
13	120,96	220,15
14	120,98	220,19
15	116,41	210,70
16	113,11	205,87

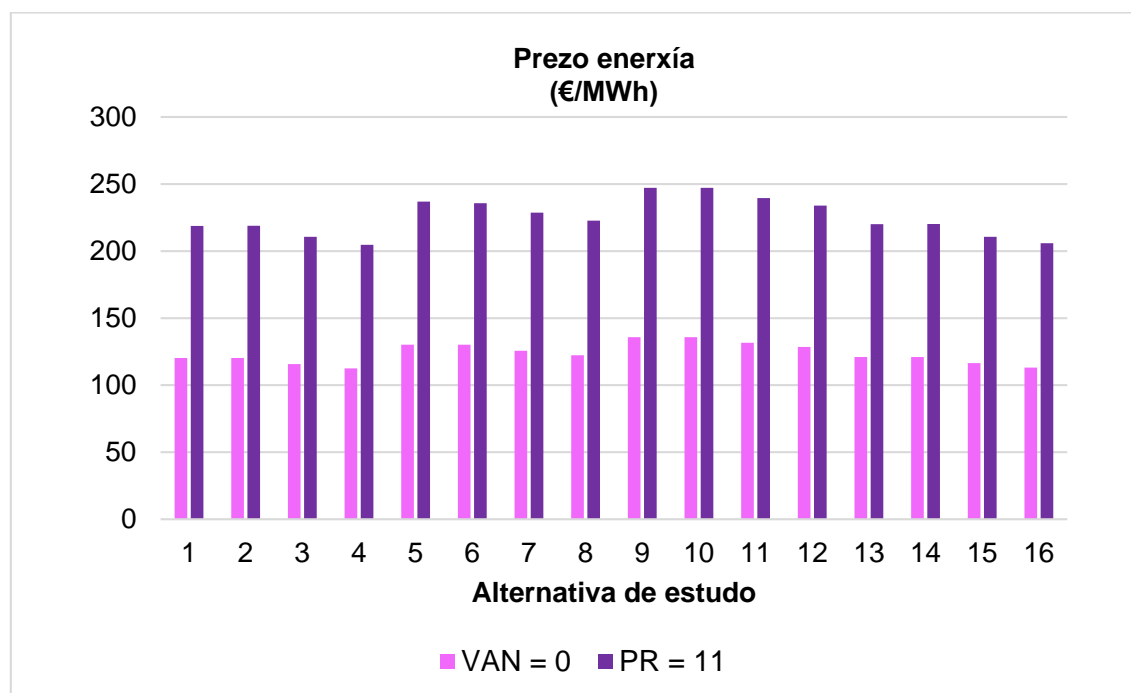


Figura 71. Resultados da análise de hipóteses. Elaboración propia

Observando a Figura 71, compróbase que as alternativas que precisan un menor prezo de venda da enerxía para chegar a ser rendíbles son as catro pertencentes á localización número 1 (alternativas 1, 2, 3 e 4) e as catro pertencentes á localización número 7 (alternativas 13, 14, 15 e 16). Dentro dunha mesma localización, é importante salientar que as opcións máis favorables en canto ao prezo de enerxía necesario para ser rendíbles (VAN = 0) son aquelas nas que a potencia total instalada é maior (200 MW), feito que contrasta cos resultados obtidos na análise de viabilidade, segundo os cales as opcións máis viables eran as que contaban cunha potencia de 100 MW. Isto débese a que canto maior sexa o número de aerogeneradores instalados, maior será a cantidade total de enerxía producida, e polo tanto maior será a incidencia do aumento do prezo de venda desta enerxía.

Os valores obtidos mostran a gran diferenza existente entre o prezo de venda da enerxía (prezo medio da enerxía eléctrica en España no ano 2017 segundo o informe anual publicado pola OMIE), e o prezo que sería necesario para que as instalacións de enerxía eólica offshore fosen viables coa tecnoloxía e o coñecemento dispoñibles actualmente. No caso no que se establece como condición un período de recuperación de 11 anos as diferenzas son aínda maiores.

A alternativa que precisa unha menor suba do prezo da enerxía para empezar a ser rendíble é a número 4 (200 MW, localización número 1), que acada un Valor Actual Neto igual a cero para un prezo da enerxía de 113,86 €/MWh, o que supón un aumento de 61,62 € sobre o prezo medio da enerxía eléctrica en España no ano 2017.

Para finalizar, cabe engadir que esta gran diferenza entre o prezo que está a acadar a enerxía actualmente, e o que sería necesario para que a instalación do parque obxecto de estudo fose rendíble, podería verse reducida se diminúe a variable de entrada con maior influencia negativa sobre a rendibilidade do parque: o investimento en aerogeneradores e plataformas. Esta situación pode darse a medida que se vaia mellorando a tecnoloxía existente e a medida que o sector da eólica offshore acade a suficiente importancia como para iniciar producións en serie.

9 CONCLUSIONES

No presente proxecto analizáronse os aspectos máis relevantes que determinan a viabilidade dun parque eólico mariño situado na costa de Cantabria no que se empregan como soporte para os aeroxeradores plataformas de tipo semisumerxible, cumprindo así cos obxectivos establecidos.

Estudando a situación do sector enerxético comprobouse que o aproveitamento do recurso eólico mariño é xa unha realidade, avalada polos 4.149 aeroxeradores offshore que se atopaban conectados á rede a finais do ano 2017 nos distintos países europeos. Isto demostra que a tecnoloxía está xa dispoñible, pero por tratarse dunha técnica cun recorrido moi curto existe aínda unha ampla marxe de mellora. Os obxectivos de redución das emisións contaminantes establecidos nos plans de acción contra o cambio climático poden favorecer nos próximos anos o seu desenvolvemento.

Despois de realizar un estudo da localización, chegouse a conclusión de que o uso de plataformas flotantes será clave para posibilitar o aproveitamento dunha gran parte dos recursos enerxéticos existentes, pois a costa de Cantabria, do mesmo xeito que a maior parte da costa española, caracterízase por presentar unhas condicións batimétricas complexas, acadando grandes profundidades en puntos próximos á costa.

Analizáronse sete posibles localizacións, das cales 3 foron descartadas, continuando o estudo de viabilidade coas 4 restantes. Para cada unha delas, establecéronse 4 alternativas, variando o número e disposición de aeroxeradores instalados. Tras analizar o recurso enerxético dispoñible, chegouse á conclusión de que se poden acadar factores de capacidade próximos ao 35%.

Cos resultados obtidos da análise do recurso enerxético, xunto cos obtidos do dimensionamento do sistema eléctrico das 16 alternativas de estudo, determinouse a enerxía neta producida. Ademais, levouse a cabo o dimensionamento das liñas de fondeo para cada alternativa.

Con todos estes datos, estableceuse un presuposto para cada alternativa, que determina o investimento inicial requirido para a instalación do parque eólico. O valor do investimento, xunto cos custos de operación, e os datos relativos ao entorno e ao financiamento do proxecto son necesarios para definir o escenario que se emprega para realizar o estudo de viabilidade.

Os resultados obtidos do estudo de viabilidade indican claramente que non é aconsellable a execución do proxecto, pois en ningún dos casos analizados resulta rendible economicamente. Para completar este estudo, realizouse tamén unha análise de sensibilidade, que serviu para comprobar que os aspectos que exercen unha maior influencia a favor da rendibilidade do proxecto son a tarifa eléctrica e a produción neta de enerxía, mentres que o que exerce unha maior influencia en contra é o custo dos aeroxeradores e das plataformas semisumerxibles.

Finalmente realizouse un cálculo de hipótese para determinar cal sería o valor da tarifa eléctrica necesario para que o proxecto comezase a ser rendible. Os resultados obtidos mostran que incluso no mellor dos casos, precisárase unha tarifa superior ao dobre do prezo medio da enerxía eléctrica en España no ano 2017.

Ante os resultados expostos, establécese como conclusión final que coas condicións existentes actualmente non é aconsellable a execución material dun proxecto destas características. Sen embargo, por tratarse dunha tecnoloxía recente, cabe esperar que a rendibilidade deste tipo de proxectos mellore a medida que teña lugar un maior desenvolvemento da tecnoloxía existente, que permita reducir o elevado valor que presenta na actualidade o investimento inicial, así como abaratar os custos relativos á operación e mantemento das instalacións.

10 AGRADECEMENTOS

En primeiro lugar, agradecer á miña titora, Laura Castro Santos, a oportunidade de realizar este Traballo de Fin de Grao, así como a súa continua dispoñibilidade para guiarme na elaboración do mesmo e as súas propostas para continuar adquirindo coñecementos sobre o sector das enerxías renovables mariñas.

Mostrar tamén o meu agradecemento aos distintos profesores da Escola Politécnica Superior, por todos os coñecementos transmitidos, e de maneira especial ao profesor Emilio Santomé Couto, por poñer á miña disposición o seu tempo, coñecementos e recursos para resolver certas dúbidas xurdidas durante a redacción deste traballo.

Gracias aos compañeiros que formaron parte desta etapa, en especial a aqueles que fixeron destes catro anos unha experiencia única, sumando esforzos nos momentos complicados e compartindo celebracións con cada pequeno logro.

Gracias tamén á miña familia, por darme a oportunidade de cursar estes estudos e polo seu apoio constante e incondicional.

This work was performed in the scope of the ARCWIND project (EAPA_344/2016), co-financed by the European Regional Development Fund through the Interreg Atlantic Area Programme.

Ferrol, xuño de 2018

A handwritten signature in black ink that reads "Lucía Feijoo". The signature is stylized, with the first name "Lucía" and the last name "Feijoo" clearly legible. There is a large, sweeping flourish underneath the name.

Fdo.: Lucía Feijoo Díaz



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018**

***VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE***

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

Anexo I

ESTUDO DA LOCALIZACIÓN

ÍNDICE DE CONTIDOS

1 OBXECTIVO	6
2 FACTORES QUE CONDICIONAN A ELECCIÓN DA LOCALIZACIÓN	7
2.1 Marco normativo	7
2.2 Restricións medioambientais	8
2.3 Recurso eólico	10
2.4 Batimetría e distancia a costa.....	12
2.5 Proximidade a porto e conexión á rede eléctrica.....	13
2.6 Tráfico marítimo	16
3 LOCALIZACIÓNS ESTUDADAS	17
4 CONCLUSIÓNS.....	22

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Zonas marítimas segundo a Convección das Nacións Unidas sobre o Dereito do Mar. Fonte www.wikipedia.org	7
Figura 2. Áreas eólicas mariñas - Zonificación definitiva. Fonte: “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”	8
Figura 3. Detalle da zonificación do litoral de Cantabria. Fonte “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”	9
Figura 4. Zonificación eólica do litoral español para a instalación de parques offshore. Fonte: www.marineplan.es	10
Figura 5. Densidade de potencia media anual a 80m de altura en Cantabria. Fonte: IDAE	11
Figura 6. Velocidade media anual a 80m de altura en Cantabria. Fonte: IDAE	11
Figura 7. Batimetría da costa española. Fonte: www.marineplan.es	12
Figura 8. Batimetría da costa de Cantabria. Fonte: www.emodnet.eu	12
Figura 9. Niveles de ruído provocados por un aeroxerador.	13
Figura 10. Portos integrados na rede Puertos del Estado. Fonte: Clúster Marítimo	13
Figura 11. Vista xeral do porto de Santander. Fonte: http://www.puertasantander.es	14
Figura 12. Pas de aeroxeradores no Porto de Santander.....	14
Figura 13. Vista xeral do porto de Bilbao. Fonte: http://europa-azul.es	15
Figura 14. Detalle mapa sistema eléctrico ibérico. Fonte: Red Eléctrica de España ...	15
Figura 15. Mapa de tráfico marítimo e portos de interese.....	16
Figura 16. Situación xeográfica das posibles localizacións do parque. Elaboración propia empregando o software Google Earth	17
Figura 17. Puntos elixidos situados sobre o mapa de zonificación ambiental. Elaboración propia	18
Figura 18. Puntos elixidos situados sobre o mapa de densidade de potencia media anual. Elaboración propia.....	18
Figura 19. Puntos estudados situados sobre mapa batimétrico. Elaboración propia ..	20
Figura 20. Situación dos puntos estudados respecto aos portos considerados. Elaboración propia empregando o software Google Earth	21
Figura 21. Tráfico de barcos por día. Fonte: www.marineplan.es	21
Figura 22. Localizacións estudadas tachando as descartadas. Elaboración propia empregando o software Google Earth	22

ÍNDICE DE TÁBOAS

Táboa 1. Superficie zonificación litoral. Fonte: (Antonio i Borja Díaz 2013)	9
Táboa 2. Posibles localizacións do parque obxecto de estudo	17
Táboa 3. Distancia a costa das posibles localizacións	19
Táboa 4. Profundidade das posibles localizacións	20
Táboa 5. Localizacións estudadas, indicando as descartadas	23

1 OBXECTIVO

O obxectivo deste anexo é seleccionar un conxunto de posibles localizacións para o parque obxecto de estudo. Para iso analizaranse os distintos factores que inflúen na elección do emprazamento, que van dende o marco normativo e as restricións medioambientais, ata os factores de índole técnica e económica, como o recurso eólico (ventos estables e de velocidade media anual alta), a batimetría e distancia a costa, a proximidade a un porto e a unha conexión coa rede eléctrica ou o tráfico marítimo existente na zona.

2 FACTORES QUE CONDICIONAN A ELECCIÓN DA LOCALIZACIÓN

2.1 Marco normativo

O Real Decreto 1028/2007, do 20 de xullo, establece o procedemento administrativo para a tramitación das solicitudes de autorización de instalacións de xeración eléctrica no mar territorial.

Segundo a Convección das Nacións Unidas sobre o Dereito do Mar de 1982 considérase mar territorial aquel que se estende ata unha distancia de 12 millas náuticas (22,2 km) contadas a partir das liñas de base dende as que se mide a súa anchura.

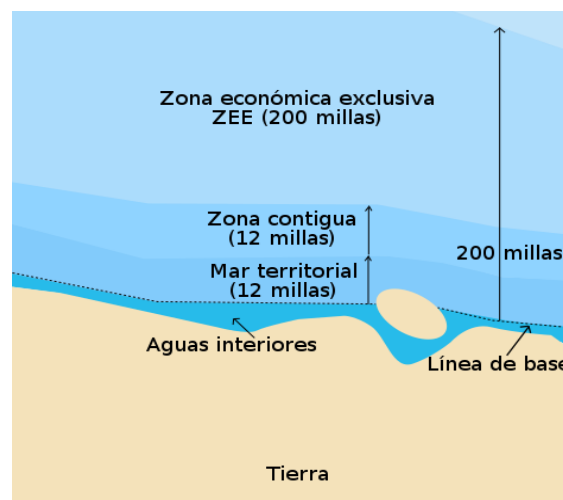


Figura 1. Zonas marítimas segundo a Convección das Nacións Unidas sobre o Dereito do Mar. Fonte www.wikipedia.org

O Artigo 1 deste Real Decreto, que establece entre outras cousas o seu ámbito de aplicación, indica que está incluído no seu obxecto a determinación das condicións e os criterios que rexerán para a obtención das autorizacións e concesións administrativas necesarias para a construción de instalacións de xeración de electricidade que se encontren situadas fisicamente en mar territorial. Polo tanto, para localizacións do parque que non superen os 22,2 km de distancia á costa, é importante ter en conta os seguintes aspectos:

- As instalacións de xeración eólica mariña que se pretendan situar en mar territorial terán unha potencia instalada mínima superior a 50 MW (artigo 2 RD 1028/2007).
- As superficies que sexan obxecto de reserva de zona e concesión do dominio público marítimo-terrestre, para a instalación dun parque eólico mariño, poderán ter a forma que solicite o petionario, pero deberán quedar definidas pola agrupación de cuadriláteros de dez segundos sexagesimais de lado, unidos cando menos por un dos seus lados. Ditos cuadriláteros deberán coincidir con grados e minutos enteiros de latitude e lonxitude, e, no seu caso, con un número de segundos que necesariamente deberá ser múltiplo de dez (artigo 6 RD 1028/2007).

2.2 Restricións medioambientais

O “Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”, aprobado no ano 2009 polos Ministerios de Medio Ambiente, Medio Rural e Mariño e Industria, Turismo e Comercio, ten como obxectivo determinar as zonas do dominio público marítimo-terrestre que, soamente a efectos ambientais, reúnen condicións favorables para a instalación de parques eólicos mariños.

A representación da información recollida e analizada realizouse mediante tratamento con sistemas de información xeográfica, unha ferramenta que permite xerar unha cartografía obxectiva e real dos contidos propostos no Estudo Estratégico Ambiental.

Defínense un total de 72 áreas eólicas mariñas sobre as que se representa a proposta de zonificación.

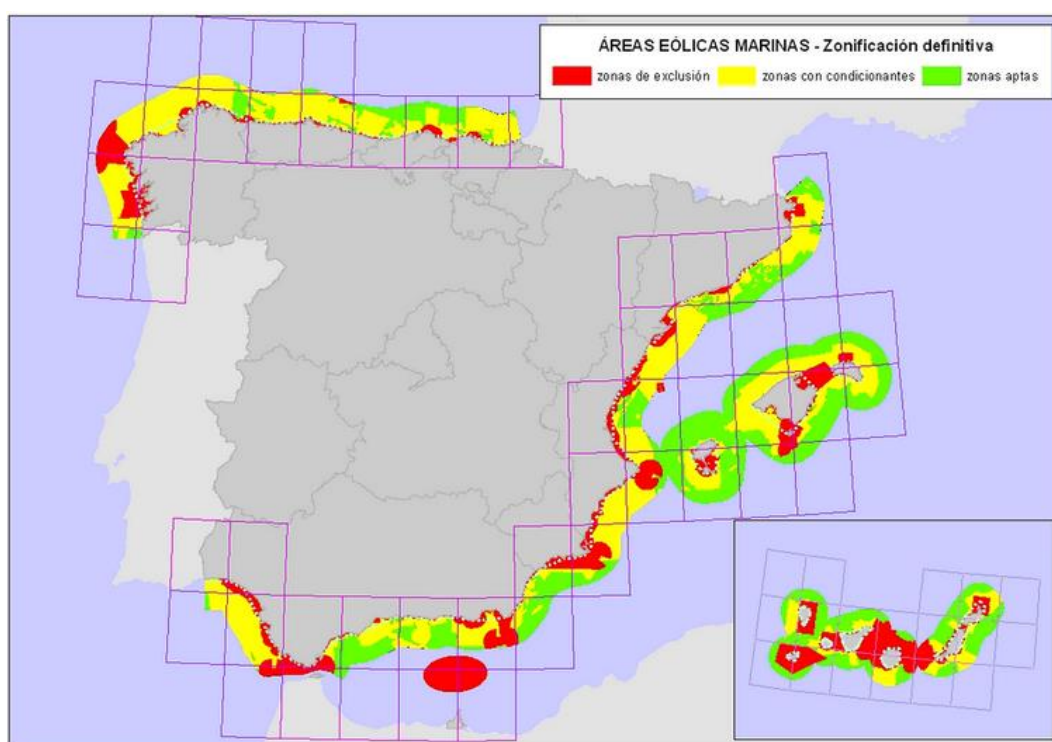


Figura 2. Áreas eólicas mariñas - Zonificación definitiva. Fonte: “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”

A zonificación realizouse en base aos criterios establecidos polas Administración competentes, considerando o grado de compatibilidade entre os parques eólicos mariños e os seus previsibles efectos ambientais. Desta forma, establécense (Secretaría General de Energía y Secretaría General del Mar 2009):

- “Zonas de exclusión”: representadas de cor vermella. Corresponden ás zonas que non son aptas para a instalación de parques eólicos mariños, ben sexa polos potenciais efectos ambientais ou por conflitividade con outros usos do medio mariño considerados prioritarios.
- “Zonas aptas con condicionantes ambientais”: representadas de cor amarela. Son zonas nas que existe a posibilidade de ocorrencia de determinados efectos ambientais negativos. Polo tanto deberá levarse a cabo unha avaliación de impacto ambiental no correspondente proxecto.

- “Zonas aptas”: representadas en cor verde. Son zonas nas que non se detectou, en base á información dispoñible no momento da elaboración do estudo, ningunha probable afección ambiental a escala de planificación.

Para as zonas que non foron clasificadas como zonas de exclusión, a determinación da aptitude ambiental definitiva deberá realizarse na fase de avaliación de impacto ambiental do proxecto, de acordo co Real Decreto Lexislativo 1/2008.

Consideráronse no estudo as zonas costeiras do mar territorial, situadas aproximadamente ata as 24 millas náuticas da costa, así como as augas interiores. Dentro da superficie total estudada, aproximadamente un 75% está dispoñible para a instalación de parques eólicos, ben como zonas aptas ou ben como zonas aptas con condicionantes. Os valores das áreas que se presentan a continuación constitúen unha aproximación da realidade.

Táboa 1. Superficie zonificación litoral. Fonte: (Antonio i Borja Díaz 2013)

	Superficie (km ²)	Superficie (%)
Zonas aptas	82.802	36,7
Zonas aptas con condicionantes	88.127	39,1
Zonas de exclusión	54.625	24,2
Total	225.554	100

Ademais das zonas clasificadas como non aptas, o estudo descarta a construción de instalacións eólicas nunha banda de 8 km paralela á liña de costa, establecida en base ao impacto visual dos aerogeneradores, aínda que poderían executarse proxectos dentro desa banda sempre que se realice un análise específico do impacto visual do proxecto e que os resultados deste sexan os adecuados.

No caso obxecto de estudo, a costa de Cantabria, atopamos unha zona clasificada como non apta pegada á liña de costa ao leste de Santander, mentres que o resto da superficie se reparte entre zonas aptas e zonas aptas con condicionantes.

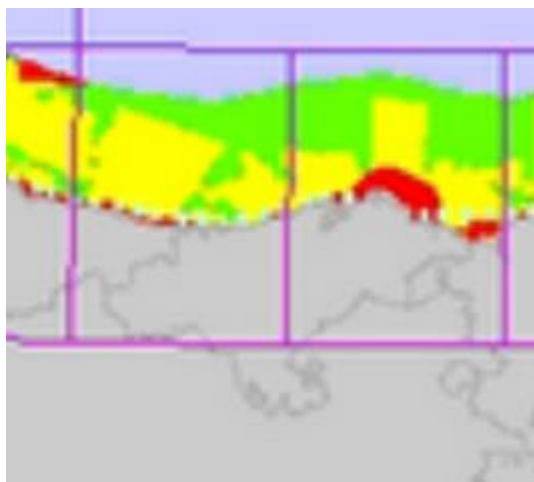


Figura 3. Detalle da zonificación do litoral de Cantabria. Fonte “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”

Para determinar as posibles localizacións para o parque, debemos ter en conta todos os aspectos xa mencionados, tanto os referentes á zonificación como ás distancias máximas e mínimas á costa. Toda esta información recóllese no mapa que se presenta a continuación:

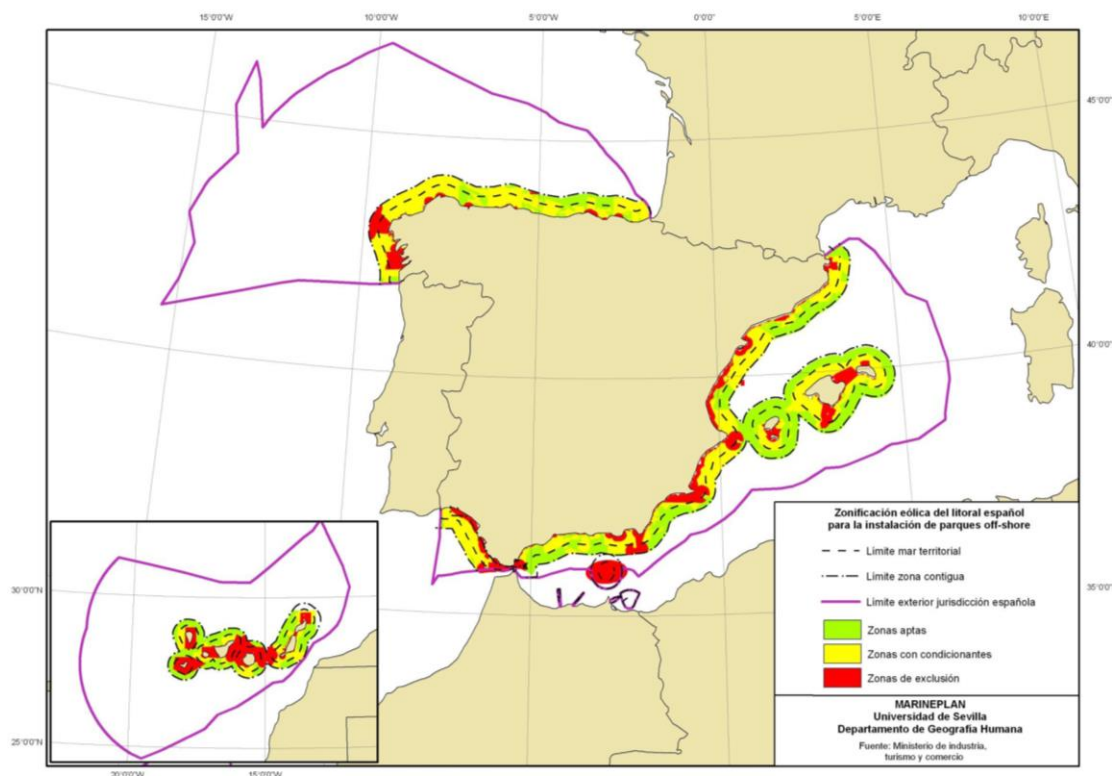


Figura 4. Zonificación eólica do litoral español para a instalación de parques offshore.
Fonte: www.marineplan.es

2.3 Recurso eólico

O recurso eólico constitúe o factor máis determinante á hora de escoller a localización do parque, pois será clave na rendibilidade do mesmo. A través do estudo do recurso eólico buscamos definir o emprazamento que permita obter o maior número posible de horas de funcionamento e xerar a máxima cantidade posible de enerxía.

O Instituto para a Diversificación e Aforro da Enerxía (IDAE), é un organismo adscrito ao Ministerio de Enerxía, Turismo e Axenda Dixital a través da Secretaría de Estado de Enerxía, da cal depende organicamente. Ten como finalidade contribuír na consecución dos obxectivos adquiridos por España en materia de mellora da eficiencia enerxética, enerxías renovables e outras tecnoloxías baixas en carbono. No marco desta actividade de apoio ás enerxías renovables, o IDAE creou unha serie de mapas que recollen os recursos eólicos existentes en España.

En canto ao recurso eólico de Cantabria, o IDAE proporciona dous mapas, que se presentan a continuación. Nun deles recóllese a velocidade media anual a 80 metros de altura, e no outro a densidade de potencia media anual, tamén a 80 metros de altura.

Tal e como se pode observar, os valores máis altos de densidade de potencia media anual que podemos atopar na costa de Cantabria serán de entre 500 e 600 W/m², mentres que os valores máis altos de velocidade media anual do vento se sitúan en torno aos 8 km/h, valores referidos todos eles a 80 m de altura.

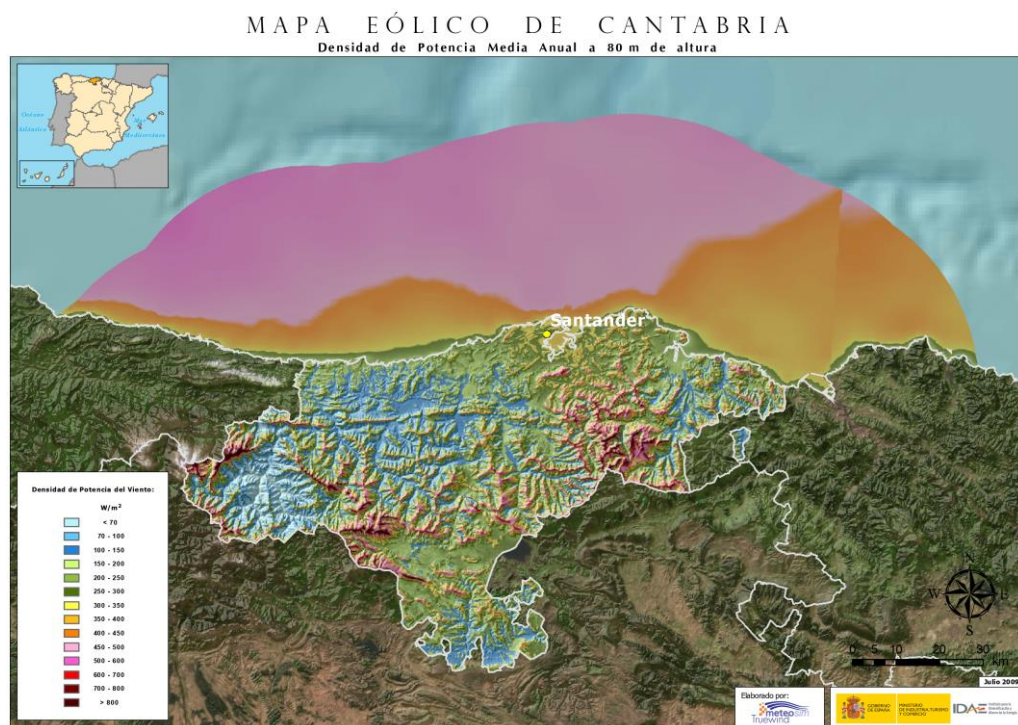


Figura 5. Densidade de potencia media anual a 80m de altura en Cantabria. Fonte: IDAE

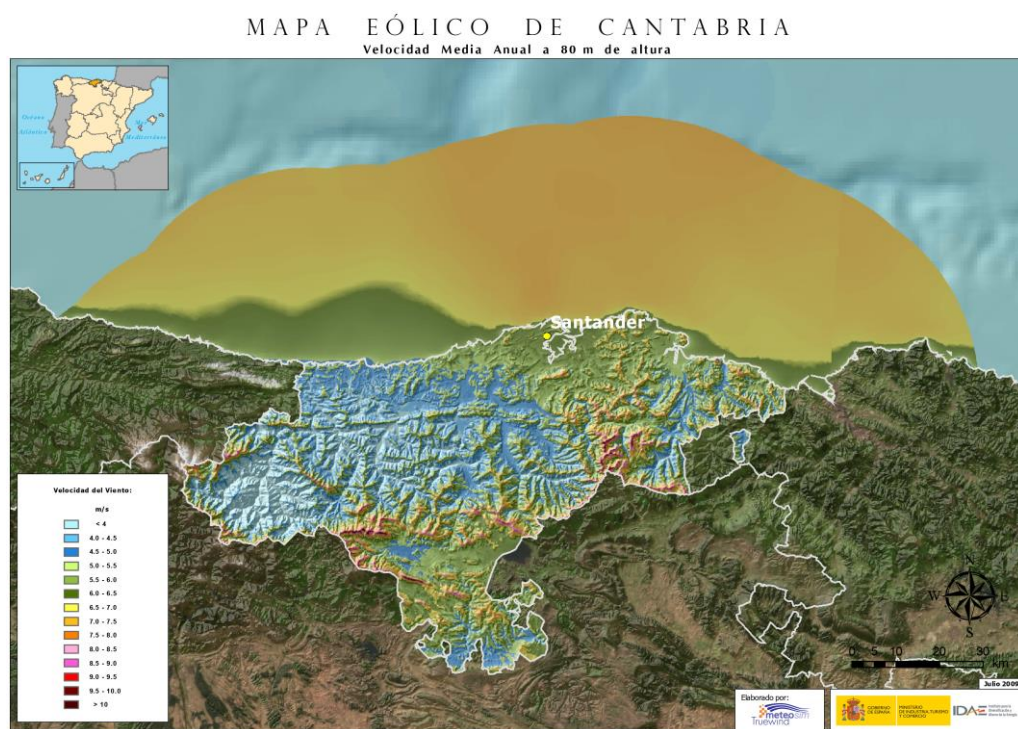


Figura 6. Velocidade media anual a 80m de altura en Cantabria. Fonte: IDAE

2.4 Batimetría e distancia a costa

A costa española caracterízase por acadar grandes profundidades a distancias relativamente próximas á costa, o cal supuxo unha limitación importante no desenvolvemento da eólica offshore no noso país.

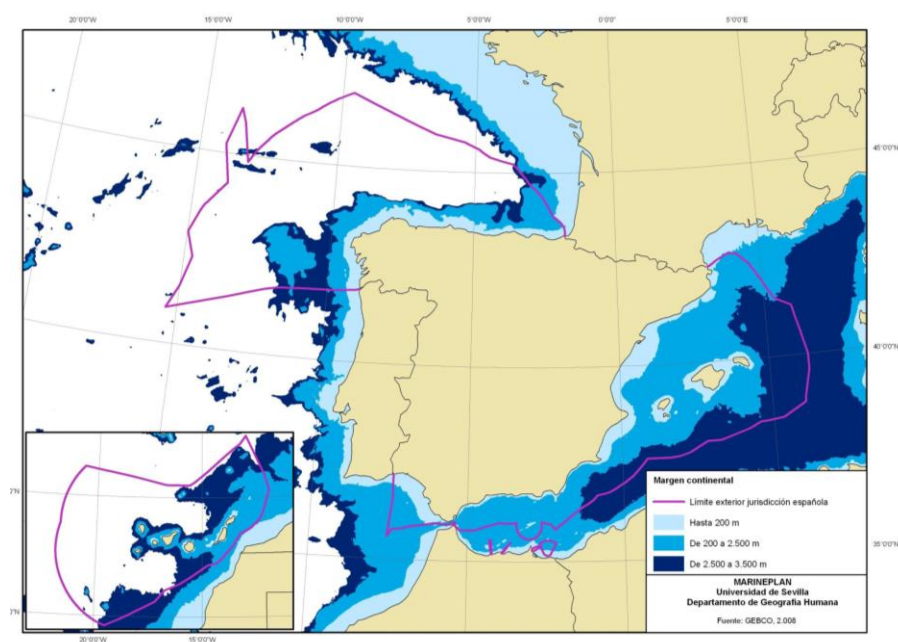


Figura 7. Batimetría da costa española. Fonte: www.marineplan.es

Sen embargo, o uso de plataformas flotantes, como é o caso das semisumexibles, permite colocar aeroxeradores en augas con profundidades elevadas. No caso da costa de Cantabria, as profundidades que nos podemos atopar dentro da franxa de entre 8 e 22,2 km de distancia á costa (que como xa se explicou será a que consideremos para a localización do parque) están comprendidas entre os 100 e os 2000 metros. É importante destacar que ao aproximarse aos 500 metros de profundidade as localizacións deixan de ser axeitadas incluso para plataformas de tipo flotante.

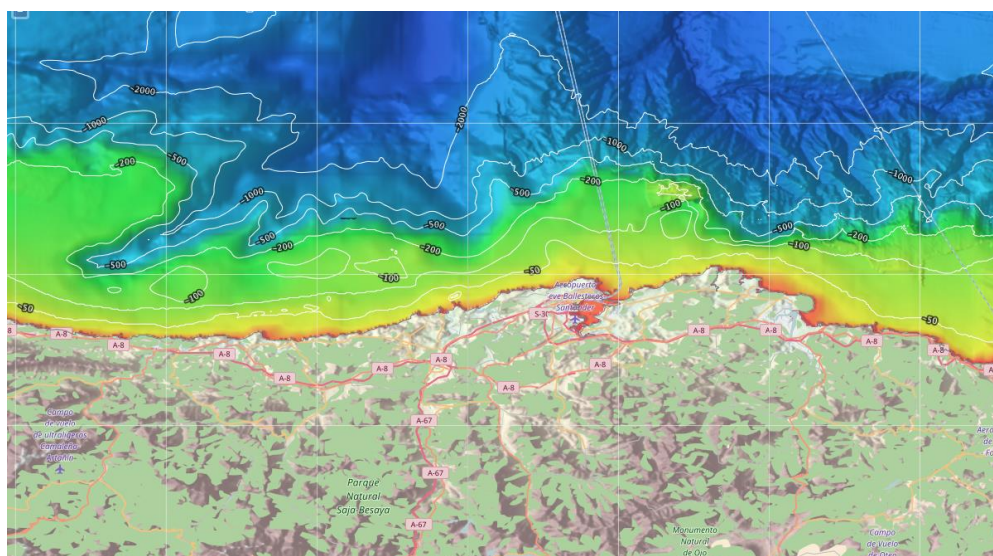


Figura 8. Batimetría da costa de Cantabria. Fonte: www.emodnet.eu

Pese a que as plataformas semisumexibles poden operar en augas con profundidades elevadas, este aspecto debe terse en conta á hora de escoller a localización, pois os custos dos sistemas de fondeo, así como as dificultades técnicas para instalalos, aumentan a medida que aumenta a profundidade, podendo chegar a acadar valores que leven a descartar un determinado emprazamento.

Do mesmo xeito, canto maior sexa a distancia a costa, maiores serán os custos de transporte dos aeroxeradores e as plataformas, os custos dos cables para transportar a enerxía xerada ata a costa, as perdas por efecto Joule nos mesmos etc.

Outro aspecto relacionado coa distancia á costa é o impacto acústico do parque. A unha distancia de 400 metros, o ruído producido por un aeroxerador é duns 37 dB, comparable ao que podemos atoparnos nunha biblioteca. Polo tanto, as localizacións que se manexan para a instalación do parque non darán lugar a ningún tipo de impacto acústico na costa.

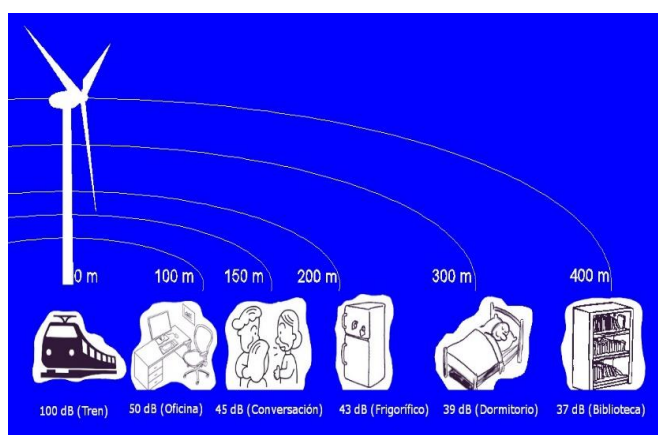


Figura 9. Niveles de ruído provocados por un aeroxerador.

Fonte:

<https://antonionarejos.wordpress.com>

2.5 Proximidade a porto e conexión á rede eléctrica

A proximidade tanto de portos como de estaleiros son tamén factores a considerar, xa que influirán significativamente nos distintos custos ao longo da vida útil do parque. Será por tanto importante contar o máis preto posible do parque cun porto con capacidade para actuar como base loxística para as fases de construción, operación e mantemento, repotenciacións e desmantelamento. Debido á necesidade de gran capacidade, só se considerarán válidos os portos que se integran no Sistema Portuario Español, que son os que se indican na Figura 10.



Figura 10. Portos integrados na rede Puertos del Estado. Fonte: Clúster Marítimo

Cantabria conta cun único porto pertencente ao Sistema Portuario Español, o Porto de Santander.



Figura 11. Vista xeral do porto de Santander. Fonte: <http://www.puertosantander.es>

Este porto dispón de catro peiraos para o transporte de mercadorías xerais: Raos2, Raos3 e Raos4, con calados de 13 metros, e Margen Norte, con un calado de 9,5 metros.

Cabe aclarar que pese a que o calado en operación da plataforma é de 20 metros, a súa saída do porto realízase con un calado menor, para logo aumentalo ata os 20 metros cando chega ao punto onde vai operar. Polo tanto os 13 metros existentes en varios peiraos do porto serán suficientes.

Cada un dos peiraos conta con dobre servizo de ferrocarril (RENFE e FEVE) e unha inmediata conexión coa rede de autopistas. Ademais, o porto dispón dunha superficie total de 322.000 m², e de 4 grúas automóbiles de 80 toneladas e dúas grúas pórtico de 16 toneladas. Estas instalacións permítenlle ao Porto de Santander ser considerado un importante enclave na distribución de equipos eólicos en xeral, e convérteno nunha opción axeitada para actuar como base loxística do parque eólico.



Figura 12. Pas de aerogeradores no Porto de Santander. Fonte: <http://www.puertosantander.es>

Outra opción a considerar sería o Porto de Bilbao. Este porto conta con peiraos que van desde os 14 ata os 32 metros de calado, e con unha ampla gama de grúas pórtico, grúas ponte...

Pese a que a distancia existente entre a maior parte das localizacións estudadas e o Porto de Bilbao é maior que no caso do Porto de Santander, a presenza no porto de Bilbao de empresas pertencentes á industria eólica como Siemens Gamesa ou Vicenary Cadenas actúan como alicientes para considerar tamén esta opción.



Figura 13. Vista xeral do porto de Bilbao. Fonte: <http://europa-azul.es>

Do mesmo xeito, é importante ter en conta a existencia de subestacións da rede eléctrica o máis próximas posible, para abaratar así custos na liña de evacuación da enerxía producida no parque.



Figura 14. Detalle mapa sistema eléctrico ibérico. Fonte: Red Eléctrica de España

2.6 Tráfico marítimo

Dado que unha vez que se consiga a concesión dunha determinada superficie para a instalación do parque eólico mariño esta non poderá ser empregada para a navegación, é importante ter en conta as principais rutas existentes nas localizacións estudadas. Buscarase sempre interferir o menos posible nas mesmas, intentando minimizar os prexuízos ás actividades existentes na zona.

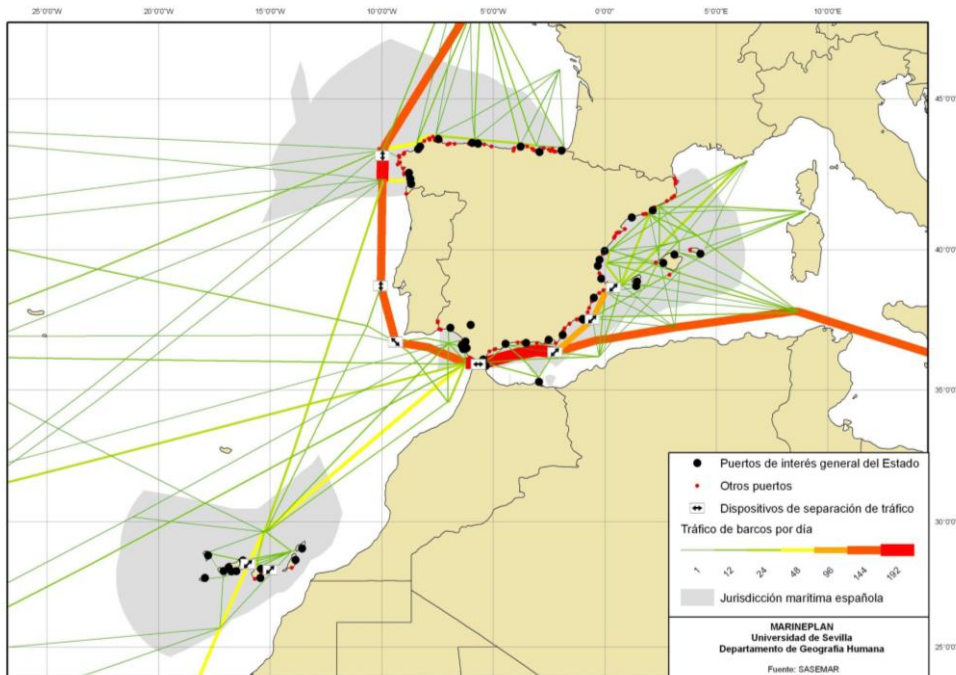


Figura 15. Mapa de tráfico marítimo e portos de interese.

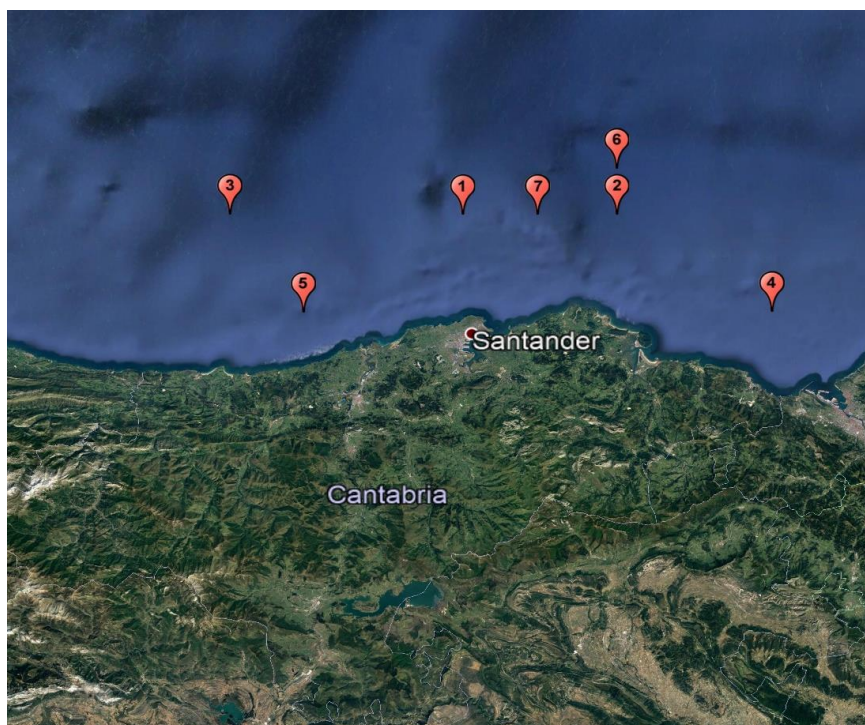
Fonte: www.marineplan.es

3 LOCALIZACIÓNS ESTUDADAS

Foron elixidas sete posibles localizacións para o parque eólico pertencentes ao litoral de Cantabria (todas elas correspondentes a puntos xeográficos incluídos na rede de nodos SIMAR) que se recollen na Táboa 2, e cuxa situación xeográfica pode verse no mapa da Figura 16.

Táboa 2. Posibles localizacións do parque obxecto de estudo

PUNTO Nº	SIMAR	LONXITUDE (°W)	LATITUDE (°N)
1	3136040	3,83	43,67
2	3144040	3,50	43,67
3	3124040	4,33	43,67
4	3152036	3,17	43,50
5	3128036	4,17	43,50
6	1066075	3,50	43,75
7	3140040	3,67	43,67



**Figura 16. Situación xeográfica das posibles localizacións do parque.
Elaboración propia empregando o software Google Earth**

Estas localizacións foron estudadas atendendo aos criterios explicados no apartado anterior, os cales levaron a descartar algunhas delas.

En primeiro lugar, comprobouse que ningún dos puntos considerados se encontre en zonas cualificadas como non aptas polo “Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”. Para iso, situáronse cada un deles sobre o mapa de zonificación ambiental que forma parte do citado estudo, obtendo como resultado que efectivamente ningún dos puntos elixidos se atopa sobre zonas vermellas (zonas non aptas).

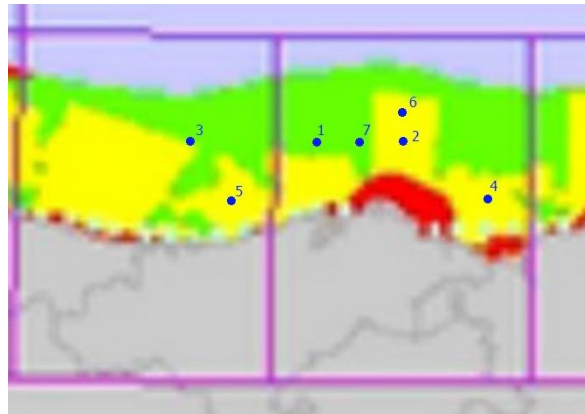


Figura 17. Puntos elixidos situados sobre o mapa de zonificación ambiental. Elaboración propia

Como pode observarse na Figura 17, os puntos 1 e 7 atópanse situados sobre zonas de cor verde, é dicir, zonas aptas, mentres que os puntos 2, 3, 4, 5 e 6 atópanse sobre zonas de cor amarela, é dicir, zonas aptas con condicionantes ambientais, polo que será necesario leva a cabo unha avaliación de impacto ambiental no correspondente proxecto.

O seguinte aspecto a ter en conta é o recurso eólico dispoñible, que constitúe un factor clave na elección do emprazamento. Para ilustrar a relación de cada un dos puntos elixidos con este recurso, represéntanse todos eles sobre un mapa que recolle a densidade de potencia media anual a 80 metros de altura, elaborado polo Instituto para a Diversificación e Aforro da Enerxía (IDAE).

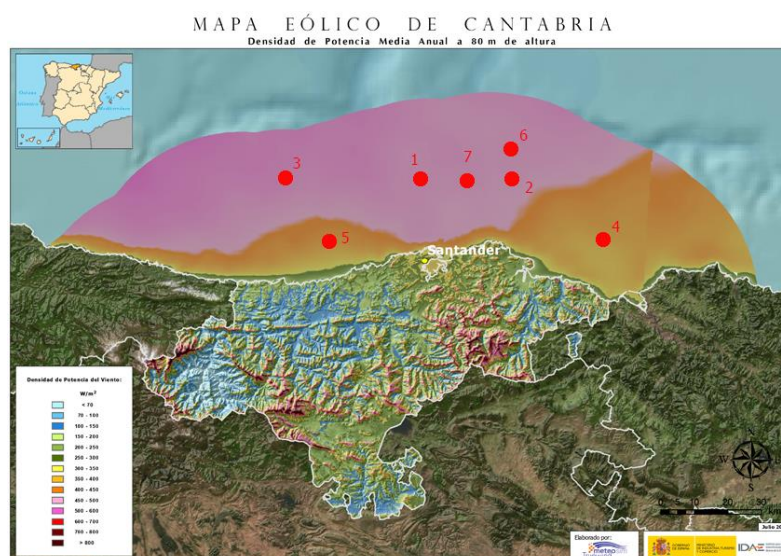


Figura 18. Puntos elixidos situados sobre o mapa de densidade de potencia media anual.
Elaboración propia

A partir da figura anterior despréndese que os puntos 4 e 5 contarán cun menor recurso eólico que o resto das opcións, o que previsiblemente suporá unha menor produción de enerxía. Sen embargo, tamén son os puntos máis próximos á costa, e polo tanto os que van presentar menores perdas no transporte da enerxía ata a rede eléctrica, menores custos na instalación do cableado, no transporte das distintas pezas...

Tendo en conta todo isto, decídese que o recurso eólico non se empregará nesta fase de estudo como criterio para descartar ningunha das posibles localizacións. Seguirase traballando con todas elas e serán os resultados obtidos en fases posteriores os que permitan tomar as decisións oportunas.

No relativo á distancia a costa, neste traballo decídese optar por situar o parque dentro do denominado mar territorial, de xeito que a normativa a cumprir sexa a definida polo Estado Español, que ten plena soberanía sobre esas augas. Como xa se indicou no apartado de marco normativo, o mar territorial esténdese ata unha distancia de 22,2 km da costa. A distancia que presentan cada unha das posibles localizacións recóllese na Táboa 3.

Táboa 3. Distancia a costa das posibles localizacións

Punto Nº	SIMAR	Lonxitude (°W)	Latitude (°N)	Distancia a costa
1	3136040	3,83	43,67	19,5 km
2	3144040	3,50	43,67	18,2 km
3	3124040	4,33	43,67	29,8 km
4	3152036	3,17	43,50	12,3 km
5	3128036	4,17	43,50	9,6 km
6	1066075	3,50	43,75	27,9 km
7	3140040	3,67	43,67	18,6 km

Isto lévanos a descartar dúas das opcións contempladas para a construción do parque, as designadas como zona 3 e zona 6, resaltadas na táboa en vermello.

A batimetría da costa, como xa se indicou, aínda que se trata de plataformas flotantes, deberase ter en conta para evitar valores demasiado elevados das lonxitudes dos amarres.

A representación dos distintos puntos sobre un mapa batimétrico recóllese na Figura 19.

Tal e como pode observarse, algúns puntos presentan profundidades próximas e incluso superiores aos 2000 metros (puntos número 2 e número 6). Estes valores darían lugar a unhas lonxitudes dos amarres da plataforma demasiado elevadas, polo que deben ser descartados.

Para buscar unha maior precisión, mediuse a profundidade nas coordenadas de cada punto empregando o software Google Earth. Considerarase un valor medio de profundidade para todo o parque en cada localización estudada, que será o obtido para as coordenadas representativas da mesma. Estes valores recóllense na táboa 4, na que ademais se destacan en vermello as localizacións descartadas por razóns de batimetría ou distancia a costa.

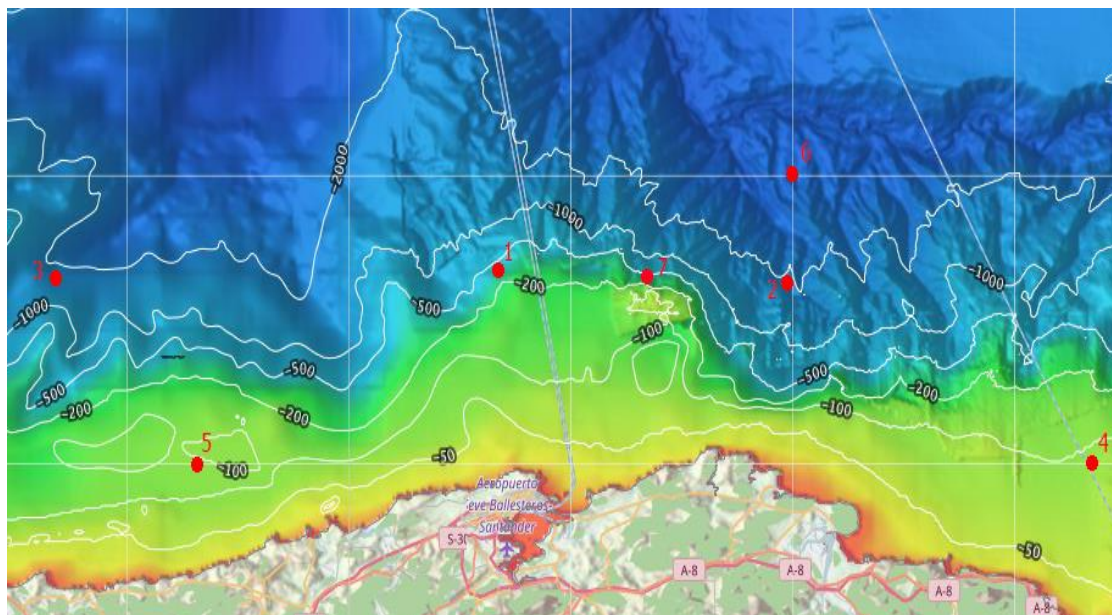


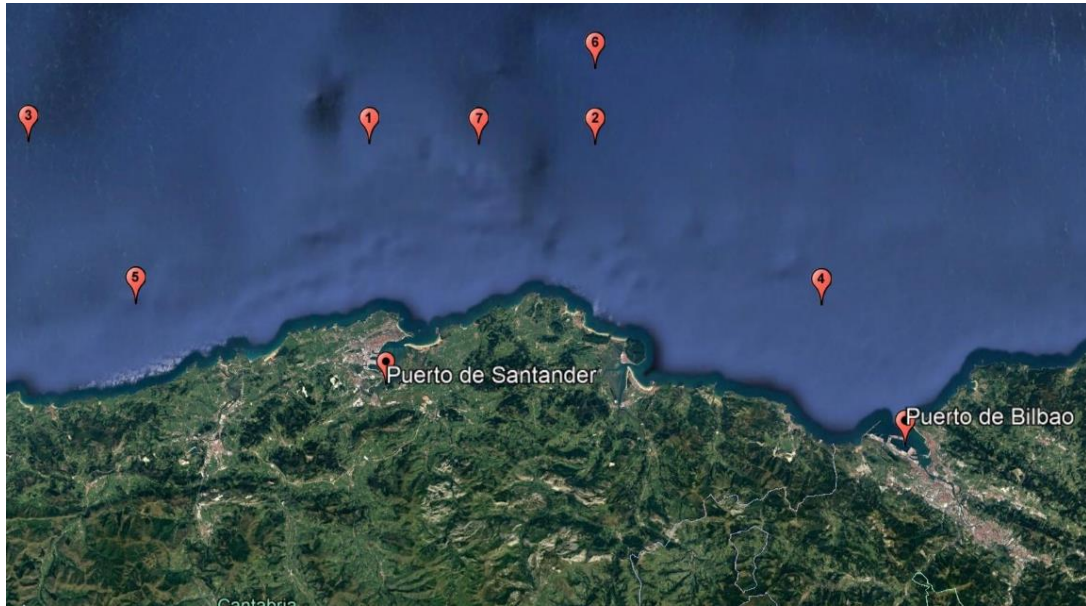
Figura 19. Puntos estudiados situados sobre mapa batimétrico. Elaboración propia¹

Táboa 4. Profundidade das posibles localizacións

Punto Nº	SIMAR	Lonxitude (°W)	Latitude (°N)	Profundidade
1	3136040	3,83	43,67	363 metros
2	3144040	3,50	43,67	1838 metros
3	3124040	4,33	43,67	1489 metros
4	3152036	3,17	43,50	83 metros
5	3128036	4,17	43,50	94 metros
6	1066075	3,50	43,75	2816 metros
7	3140040	3,67	43,67	405 metros

O seguinte aspecto a ter en conta é a distancia a un porto apropiado. Como xa se indicou, consideraranse dúas posibilidades, o Porto de Santander e o Porto de Bilbao. A figura 20 amosa a posición de cada unha das localizacións estudadas con respecto aos mesmos. Tal e como se pode observar no mapa, os puntos máis próximos ao porto de Santander son os designados como zona 1, zona 2 e zona 7. En canto ao porto de Bilbao, a localización máis favorable é a zona 4. Isto non quere dicir que os demais puntos se descarten, simplemente será un factor máis a ter en conta á hora de decidir a localización final. Unha vez que se determine dita localización sería o momento de levar a cabo un estudo exhaustivo de todos os aspectos relativos á loxística do proxecto.

¹ Mapa de batimetría extraído da páxina web <http://www.emodnet-bathymetry.eu/>.



**Figura 20. Situación dos puntos estudados respecto aos portos considerados.
Elaboración propia empregando o software Google Earth**

En canto ao tráfico marítimo, aínda que as localizacións estudadas non se atopan nas principais rutas marítimas mundiais, como é o caso da que discorre polo atlántico, a cantidade de barcos que navegan diariamente pola costa de Cantabria é máis que suficiente para poñer de manifesto a importancia de ter en conta este aspecto. O atlas interactivo dispoñible na páxina web de MARINEPLAN (Política e planificación espacial mariña) proporciona unha visión xeral do número de embarcacións que atravesan estas augas cada día. Antes de poñer en marcha o proxecto deberá comprobarse que o parque non interfira coas rutas seguidas por ditas embarcacións, ou que exista a posibilidade de desvías sen causar prexuízos importantes.

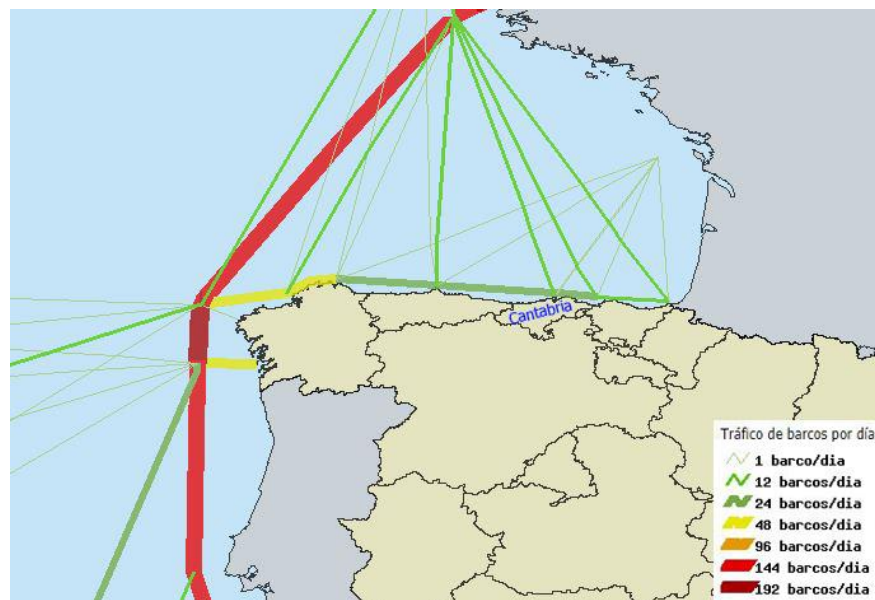


Figura 21. Tráfico de barcos por día. Fonte: www.marineplan.es

Finalmente, os aspectos relativos á proximidade de liñas e subestacións eléctricas apropiadas non serán abordados neste anexo, pois o seu estudo será obxecto do apartado da memoria no que se estudan os sistemas de conexión eléctrica.

4 CONCLUSIONES

Despois de realizar o estudo das localizacións elixidas chégase ás seguintes conclusións:

- Todas elas están situadas en zonas aptas ou aptas con condicionantes dende o punto de vista medioambiental.
- Todas están situadas en puntos onde a densidade de potencia media anual do vento a 80 metros de altura se sitúa entre os 500 W/m² e os 600 W/m², excepto as zonas 4 e 5, onde a densidade é menor.
- Os criterios de batimetría e distancia a costa levan a descartar as localizacións 3 e 6 por superar os 22,2 km de distancia a costa que marcan o límite do mar territorial e a localización 2 pola súa elevada profundidade (a 3 e a 6 presentan tamén profundidades demasiado elevadas pero estas xa foron descartadas).
- No relativo á distancia a un porto que actúe como base loxística as opcións mellor situadas son a zona 1, a zona 2 e a zona 7 para o porto de Santander e a zona 4 para o porto de Bilbao.

Como resumo final, no mapa da Figura 22 móstrase a situación das 7 localizacións estudadas, tachando as que foron descartadas por algunha das razóns explicadas neste anexo. Os datos relativos a cada unha destas localizacións recóllense na Táboa 5, resaltando en vermello as descartadas.



Figura 22. Localizacións estudadas tachando as descartadas. Elaboración propia empregando o software Google Earth

Táboa 5. Localizacións estudadas, indicando as descartadas

Punto Nº	SIMAR	Lonxitude (°W)	Latitude (°N)	Profundidade (metros)	Distancia a costa (km)
1	3136040	3,83	43,67	363	19,5
2	3144040	3,50	43,67	1838	18,2
3	3124040	4,33	43,67	1489	29,8
4	3152036	3,17	43,50	83	12,3
5	3128036	4,17	43,50	94	9,6
6	1066075	3,50	43,75	2816	27,9
7	3140040	3,67	43,67	405	18,6

Ferrol, xuño de 2018



Fdo.: Lucía Feijoo Díaz



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018**

***VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE***

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

ANEXO II

ESTUDO ENERXÉTICO

ÍNDICE DE CONTIDOS

1 OBXECTIVO	6
2 ESTUDO DO RECURSO EÓLICO DISPOÑIBLE	7
3 CÁLCULO DA ENERXÍA XERADA.....	9
4 CONCLUSIÓNS	16

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de Weibull á altura da rotor da turbina. Elaboración propia	8
Figura 2. . Curva de potencia do aerogenerador G128 - 5MW Offshore. Elaboración propia a partir de datos fabricante	10
Figura 3. Orde das localizacións en función da súa produción enerxética	16
Figura 4. Alternativa máis favorable en canto ao factor de capacidade e ao número de horas equivalentes	16

ÍNDICE DE TÁBOAS

Táboa 1. Coeficiente de fricción para distintos tipos de terreo.....	8
Táboa 2. Valores da curva de potencia do aerogenerador G128 - 5MW Offshore.....	9
Táboa 3. Valores de potencia media anual e enerxía bruta anual dun aerogenerador	11
Táboa 4. Enerxía bruta producida polos parques que se presentan como alternativas de estudo (MWh)	12
Táboa 5. Porcentaxe total de perdas enerxéticas para cada una das alternativas de estudo	13
Táboa 6. Enerxía neta producida polos parques que se presentan como alternativas de estudo (MWh)	13
Táboa 7. Factor de capacidade neto de cada un dos parques que se presentan como alternativas de estudo.....	14
Táboa 8. Número de horas equivalentes netas de cada un dos parques que se presentan como alternativas de estudo	15

1 OBXECTIVO

O obxectivo deste anexo é estimar a produción enerxética do parque, é dicir, a cantidade de enerxía que se vai obter no mesmo, tendo en conta o potencial eólico dispoñible na localización elixida, así como o número de aerogeradores instalados e a súa curva de potencia. Este dato de produción enerxética permitirá posteriormente calcular os ingresos do parque estudado.

O potencial eólico da zona avalíase empregando métodos estatísticos a partir de distribucións de probabilidade da velocidade do vento.

A curva de potencia do aerogerador elixido proporciónaa o fabricante.

2 ESTUDO DO RECURSO EÓLICO DISPOÑIBLE

Para calcular a enerxía dispoñible nunha zona é preciso coñecer como varía a velocidade do vento na mesma, e para iso emprégase a distribución de Weibull, distribución estatística que mostra a probabilidade de que se produza unha determinada velocidade.

Para poder aplicala necesítase coñecer dous parámetros, denominados factor de escala e parámetro de forma.

A distribución de Weibull é unha distribución de probabilidade, cuxa función de densidade ven dada pola expresión:

$$F(u) = \frac{k}{c} * \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

Onde

$F(u)$ é a probabilidade de que se produza una certa velocidade de vento

u é a velocidade do vento (m/s)

c é o factor de escala (m/s)

k é o parámetro de forma (m/s)

Para obter os parámetros c e k recórrese ao Atlas Eólico elaborado polo Instituto para a Diversificación e o Aforro Enerxético (IDAE), que ofrece na súa páxina web un mapa interactivo no cal, navegando dentro dun Sistema de Información Xeográfica (SIG), se poden obter os valores que adoptan estes parámetros en diversos puntos do territorio nacional.

A velocidade do vento é unha magnitude dependente da altura. Os parámetros da distribución de Weibull que proporciona o Atlas Eólico do IDAE están referidos a unha altura de 80 metros. Sen embargo, a altura do rotor do aerogenerador é distinta. Por tanto, non se poden calcular directamente as probabilidades de que se alcance unha determinada velocidade de vento á altura do rotor, que é a altura que interesa para calcular a enerxía que produce o aerogenerador.

Tendo en conta o anterior, é preciso calcular que valor de velocidade a 80 metros se corresponde con cada dato de velocidade no rotor. Para iso, aplícase a seguinte ecuación:

$$\frac{u(z)}{u(z_{ref})} = \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^\alpha \quad (2)$$

Onde

z é a altura para a que vamos calcular a velocidade, 80 metros (m)

z_{ref} é a altura de referencia, neste caso a altura do rotor (m)

$u(z)$ é a velocidade a 80 metros de altura (m/s)

$u(z_{ref})$ é a velocidade á altura de referencia, neste caso a altura do rotor (m/s)

α é un coeficiente adimensional que depende da rugosidade da localización

O coeficiente de fricción α depende do tipo de terreo, e adopta os seguintes valores (Breu, Guggenbichler i Wollmann 2008):

Táboa 1. Coeficiente de fricción para distintos tipos de terreo

Tipo de terreo	Coeficiente de fricción α
Lagos, océanos e terreo liso e duro	0,10
Herba de pouca altura	0,15
Cultivos altos, sebes e arbustos	0,20
Zonas arboradas	0,25
Pobos pequenos con árbores e arbustos	0,30
Cidades con edificios altos	0,40

No caso da eólica offshore o tipo de terreo é o océano e polo tanto o coeficiente de fricción será de 0,10.

A altura do rotor do aerogenerador sobre o nivel do mar será de 90 metros (80 metros de altura de torre máis 10 metros de elevación sobre o nivel da auga da columna que o soporta).

Unha vez obtidos os valores de velocidade a 80 metros, calcúlanse as súas probabilidades, empregando a fórmula de Excel DISTR.WEIBULL (óptase por utilizar directamente a fórmula que proporciona o programa tanto pola facilidade de cálculo como pola súa exactitude) e os parámetros de escala e de forma proporcionados polo IDAE.

Como xa se explicou, a distribución de Weibull mostra a probabilidade de que ocorra un determinado valor de velocidade. Loxicamente, a probabilidade de ter unha determinada velocidade á altura do rotor é a mesma que a probabilidade de ter a 80 metros de altura o valor de velocidade obtido relacionando ambas situacións a través da ecuación (2). Deste xeito, os valores de probabilidade obtidos para as velocidades a 80 metros de altura son representados xunto cos valores de velocidade á altura do rotor correspondentes, obtendo así como resultado final do proceso a distribución de Weibull á altura da turbina, que mostra a probabilidade de que teña lugar cada valor de velocidade a dita altura.

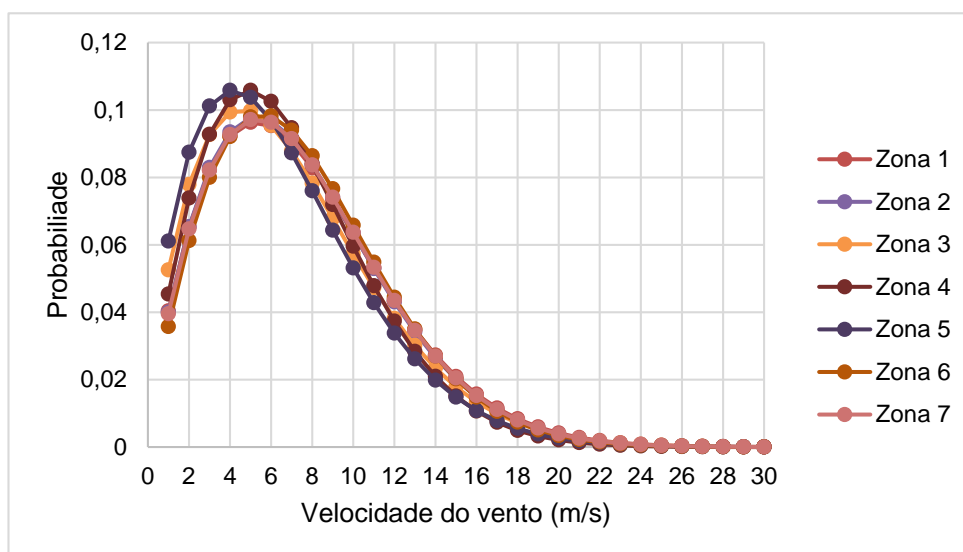


Figura 1. Distribución de Weibull á altura da rotor da turbina. Elaboración propia

3 CÁLCULO DA ENERXÍA XERADA

Para obter o valor da enerxía xerada polo parque, calcularase a enerxía producida por cada aeroxerador e multiplicarase polo número total de aeroxeradores instalados. Para este cálculo é preciso coñecer a curva de potencia do aeroxerador, é dicir, o valor de potencia que desenvolve en función da velocidade do vento que incide sobre el.

No caso que estamos estudando, decidiuse instalar aeroxeradores do modelo G128 5MW Offshore. Os datos da súa curva de potencia móstranse na Táboa 2 e na Figura 2.

Táboa 2. Valores da curva de potencia do aeroxerador G128 - 5MW Offshore

Velocidade (m/s)	Potencia (kW)	Velocidade (m/s)	Potencia (kW)
1	-	16	5000
2	-	17	4984
3	-	18	4944
4	59	19	4859
5	195	20	4722
6	420	21	4541
7	1296	22	4331
8	1943	23	4108
9	2699	24	3883
10	3487	25	3661
11	4174	26	6447
12	4639	27	3247
13	4875	28	-
14	4965	29	-
15	5000	30	-

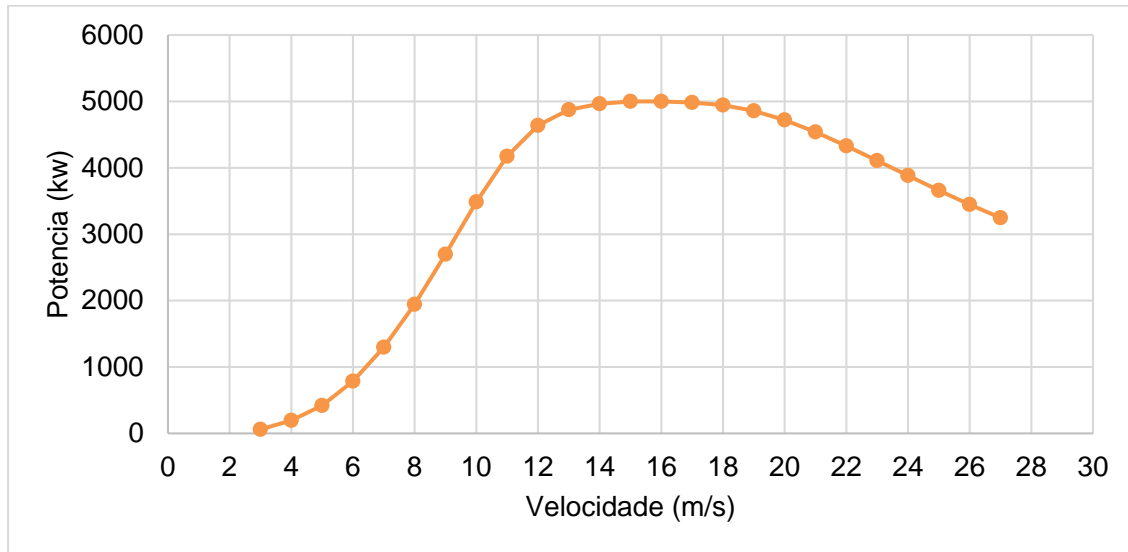


Figura 2. . Curva de potencia do aerogenerador G128 - 5MW Offshore. Elaboración propia a partir de datos fabricante

Para obter o valor da enerxía producida polo aerogenerador ,empézase por calcular a súa potencia media de funcionamento en cada unha das zonas de estudo. Esta potencia media ven dada pola seguinte expresión:

$$\bar{P}_A = \int_{u_{cut-in}}^{u_{cut-out}} P_A(u) \cdot F(u) du \quad (3)$$

Onde

u_{cut-in} é a velocidade á que comeza a funcionar o aerogenerador (m/s)

$u_{cut-out}$ é a velocidade á que deixa de funcionar o aerogenerador (m/s)

$P_A(u)$ é a potencia que desenvolve o aerogenerador para un valor u de velocidade do vento (W)

$F(u)$ é a probabilidade de que teña lugar un determinado valor de velocidade u , calculada segundo Weibull

A potencia media calcúlase entón como o produto entre a curva de potencia do aerogenerador e a función de densidade de Weibull, e mídese en watios (W), ou en calquera dos seus múltiplos. Neste estudo empregárase como unidade de medida os MW.

Para poder realizar este cálculo, divídese a velocidade do vento (unha variable continua) en intervalos, e substitúese a integral por un sumatorio. Os elementos do sumatorio serán cada un dos produtos da probabilidade que presenta cada intervalo de velocidades pola potencia que desenvolve o aerogenerador nese intervalo e polo ancho do intervalo. Tanto a probabilidade de cada intervalo como a potencia que desenvolve o aerogenerador calcúlanse para o valor de velocidade media do intervalo.

$$\bar{P}_A = \sum_{j=u_{cut-in}}^{u_{cut-out}} P_A(j) \cdot F(j) \cdot \Delta_j \quad (4)$$

Onde

$P_A(j)$ é a potencia que desenvolve o aeroxerador para o intervalo de velocidades j

$F(j)$ é a probabilidade de que teña lugar o intervalo de velocidades j

Δ_j é o ancho do intervalo, que neste estudo tomaremos como 1 m/s

A partir da potencia media, calcúlase a enerxía producida anualmente, que non será máis que o produto entre a potencia media de funcionamento do aeroxerador e o número de horas que ten un ano. Neste caso medirase en MWh/ano.

$$E_{anual} = \bar{P}_A \cdot 8760 \quad (5)$$

Onde

E_{anual} é a enerxía producida anualmente por un aeroxerador (MWh/ano)

\bar{P}_A é a potencia media de funcionamento do aeroxerador (MW)

Seguindo as ecuacións (4) e (5) obtemos a potencia media de funcionamento do aeroxerador e a enerxía bruta anual producida polo mesmo para cada unha das localizacións estudadas.

Táboa 3. Valores de potencia media anual e enerxía bruta anual dun aeroxerador

Zona	Potencia media (MW)	Enerxía bruta producida anualmente (MWh/ano)
1	1,89	16534
4	1,64	14406
5	1,54	13478
7	1,88	16450

Unha vez coñecida a enerxía bruta que produce anualmente un aeroxerador en cada localización, calcularase a enerxía bruta total xerada por cada un dos parques que se presentan como alternativas de estudo. Para iso bastará con multiplicar a enerxía producida por cada aeroxerador polo número de aeroxeradores instalados.

Táboa 4. Enerxía bruta producida polos parques que se presentan como alternativas de estudo (MWh)

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
100 MW (20 aerogeradores)	330683	288125	269551	329004
140 MW (28 aerogeradores)	462956	403375	377371	460606
200 MW (40 aerogeradores)	661366	576250	539102	658008

Os datos presentados na Táboa 4 corresponden a valores de enerxía bruta. Para obter os resultados de enerxía neta hai que ter en conta as perdas que se producen dende que se xera a enerxía ata que esta chega ata á rede eléctrica. Existen perdas enerxéticas de varios tipos:

- Perdas por efecto estela, causadas pola enerxía que perde o vento ao pasar polo rotor dun aerogerador, o que provoca que a enerxía dispoñible para o seguinte sexa menor. Aínda que as distancias entre aerogeradores foron establecidas de xeito que se minimicen estas perdas, considerarase que non é suficiente para eliminalas por completo e que supoñen un 2% da enerxía bruta.
- Perdas eléctricas: son debidas aos rendementos das máquinas eléctricas, tales como os xeradores e transformadores de cada turbina, o transformador da subestación..., e ás perdas que se producen no cableado interno do parque e na liña de evacuación polo denominado efecto Joule. As perdas de potencia nas liñas foron calculadas no “Anexo IV. Cálculos eléctricos” como unha porcentaxe da potencia total instalada. Esa mesma porcentaxe pode aplicarse á produción bruta de enerxía, e sitúase entre o 1,40% e o 2,41%. Non obstante, o valor das perdas eléctricas será maior, pois hai que ter en conta tamén as perdas no resto dos elementos do parque, tal e como xa se indicou. Para considerar estas perdas adicionais sumárase un 1% aos valores obtidos como perdas nas liñas.
- Perdas por non dispoñibilidade: nos cálculos da enerxía producida considerouse que o aerogerador estaba nas condicións adecuadas para funcionar en todo momento. Pero na realidade isto non sempre é así. Ao longo da súa vida útil, o aerogerador sufrirá paradas por distintos motivos, dende a realización do mantemento necesario ata as posibles avarías que poda sufrir. No caso dos aerogeradores da marca Gamesa, á cal pertence a turbina elixida, os factores de dispoñibilidade en terra sitúanse en torno ao 97%. Hai que ter en conta tamén as posibles perdas por non dispoñibilidade da subestación offshore ou da rede á que se envía a enerxía. A falta doutros datos, e considerando o aumento da complexidade que presentan as reparacións en mar con respecto á que presentan en terra, establécense unhas perdas por non dispoñibilidade do 5%.

A porcentaxe total de perdas será diferente para cada unha das 16 alternativas estudadas, debido á variación das perdas eléctricas nas liñas. Na Táboa 5 recóllese o valor que adopta en cada caso.

Táboa 5. Porcentaxe total de perdas enerxéticas para cada una das alternativas de estudo

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aerogeneradores (100 MW)	9,655%	9,448%	9,401%	9,650%
5 filas de 4 aerogeneradores (100 MW)	9,757%	9,550%	9,503%	9,752%
7 filas de 4 aerogeneradores (140 MW)	10,159%	9,898%	9,831%	10,146%
8 filas de 5 aerogeneradores (200 MW)	10,411%	10,071%	9,973%	10,389%

Tal e como pode observarse na táboa anterior, a porcentaxe de perdas enerxéticas totais sitúase en torno ao 10% para todas as alternativas de estudo, coincidindo co valor tipicamente estimado para os parques eólicos offshore (Esteban 2009).

Aplicando as porcentaxes de perdas establecidas na Táboa 5 sobre os valores de enerxía bruta producida polo parque eólico recollidos na Táboa 4 obtense a produción neta de cada unha das 16 alternativas de estudo.

Táboa 6. Enerxía neta producida polos parques que se presentan como alternativas de estudo (MWh)

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aerogeneradores (100 MW)	298754	260901	244210	297256
5 filas de 4 aerogeneradores (100 MW)	298417	260608	243935	296921
7 filas de 4 aerogeneradores (140 MW)	415926	363447	340271	413871
8 filas de 5 aerogeneradores (200 MW)	592511	518217	485335	589650

Para cualificar a calidade enerxética do parque eólico, empregaremos un concepto denominado factor de capacidade, que constitúe un índice do grado de utilización dun certo sistema.

O factor de capacidade ven representado pola relación porcentual entre a enerxía producida polo parque nun certo espazo de tempo e a enerxía que tería producido operando en condicións nominais durante ese período de tempo. Neste caso consideramos un período de un ano.

$$FC = \frac{E_{anual} (MWh)}{P_{nominal}(MW) \cdot 8760 \text{ horas}} \cdot 100 \quad (6)$$

Onde

FC é o factor de capacidade (%)

E_{anual} é a enerxía producida anualmente polo parque(MWh)

$P_{nominal}$ é a potencia nominal do parque (MW)

Para representar o grao de utilización dun sistema, neste caso o parque eólico, emprégase, ademais do factor de capacidade, outro índice, as horas de funcionamento equivalentes, definido como o número de horas equivalentes de utilización anual a plena carga (full load hours, FLH). Este índice ven dado pola expresión:

$$NHE = \frac{E_{anual}}{P_{nominal}} \quad (7)$$

Onde

NHE é o número de horas equivalentes (horas)

E_{anual} é a enerxía producida anualmente polo parque (MWh)

$P_{nominal}$ é a potencia nominal do parque (MW)

A partir das ecuacións (6) e (7) e dos valores de produción anual neta recollidos na Táboa 6 determínase o factor de capacidade neto e o número de horas equivalentes netas de cada un dos 16 parques eólicos que se presentan como alternativas de estudo.

Táboa 7. Factor de capacidade neto de cada un dos parques que se presentan como alternativas de estudo

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aerogeneradores (100 MW)	34,10%	29,78%	27,88%	33,93%
5 filas de 4 aerogeneradores (100 MW)	34,07%	29,75%	27,85%	33,90%
7 filas de 4 aerogeneradores (140 MW)	33,91%	29,64%	27,75%	33,75%
8 filas de 5 aerogeneradores (200 MW)	33,82%	29,58%	27,70%	33,66%

Táboa 8. Número de horas equivalentes netas de cada un dos parques que se presentan como alternativas de estudo

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aerogeneradores (100 MW)	2988	2609	2442	2973
5 filas de 4 aerogeneradores (100 MW)	2984	2606	2439	2969
7 filas de 4 aerogeneradores (140 MW)	2971	2596	2431	2956
8 filas de 5 aerogeneradores (200 MW)	2963	2591	2427	2948

4 CONCLUSIONES

A partir dos datos obtidos neste anexo, é posible ordenar as localizacións estudadas en función da súa produción enerxética anual. O resultado móstrase na Figura 3. As localizacións máis favorables no relativo a este aspecto son a zona 1 seguida da zona 7, pero isto non quere dicir que sexan as opcións máis rendibles, pois será necesario avaliar outros factores.

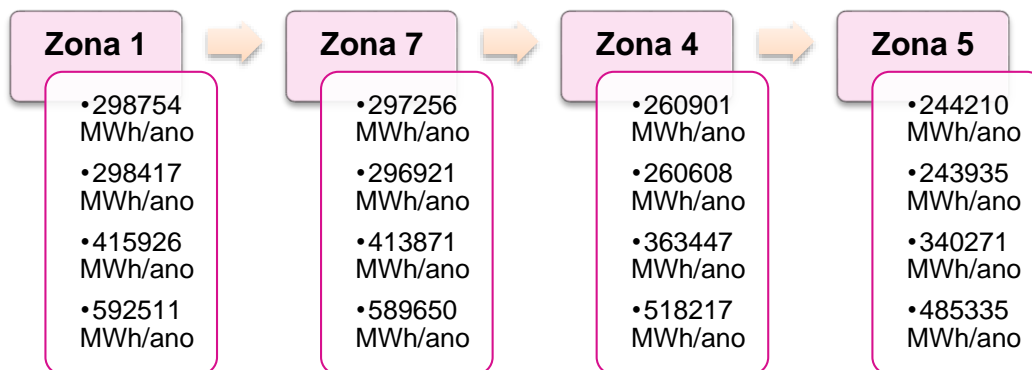


Figura 3. Orde das localizacións en función da súa produción enerxética

Por outra parte, no que respecta ao factor de capacidade e ao número de horas equivalentes a alternativa mellor situada é a correspondente a un parque de 100 MW formado por 20 aerogeradores distribuídos en 4 filas de 5 turbinas cada unha, situado na localización número 1.

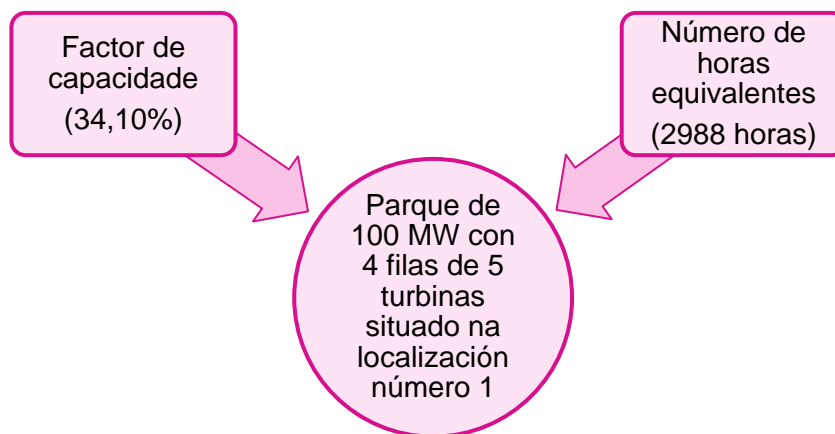


Figura 4. Alternativa máis favorable en canto ao FC e ao NHE

Ferrol, xuño de 2018

Fdo.: Lucía Feijoo Díaz



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018**

*VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE*

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

ANEXO III

CÁLCULO DAS CARGAS E DAS LIÑAS DE FONDEO

ÍNDICE DE CONTIDOS

1 OBXECTIVO	6
2 CÁLCULO DAS CARGAS.....	7
2.1 Cargas de vento	7
2.1.1 Cargas de vento sobre o rotor do aerogenerador	7
2.1.2 Cargas de vento sobre a torre do aerogenerador e sobre a plataforma	8
2.2 Cargas das ondas.....	12
3 CÁLCULO DAS LIÑAS DE FONDEO	22
4 CONCLUSIÓN.....	26

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Valor do coeficiente de empuxe en función de λ . Fonte: https://scielo.conicyt.cl/	8
Figura 2. Coeficiente de arrastre para cilindros en función de Reynolds para distintos valores de Δ . Fonte: Det Norske Veritas (DNV)	10
Figura 3. Lonxitude de onda (Elaboración propia)	13
Figura 4. Período e altura de onda na localización N°1. Fonte: Portos do Estado	14
Figura 5. Período e altura de onda na localización N°4. Fonte: Portos do Estado	14
Figura 6. Período e altura de onda na localización N°5. Fonte: Portos do Estado	15
Figura 7. Período e altura de onda na localización N°7. Fonte: Portos do Estado	15
Figura 8. Forza de arrastre sobre unha das columnas exteriores. Elaboración propia	20
Figura 9. Forza de inercia sobre unha das columnas exteriores. Elaboración propia	20
Figura 10. Forza total das ondas sobre unha das columnas exteriores. Elaboración propia	21
Figura 11. Lonxitude de catenaria para a zona N°1. Fonte: MK Catenary	23
Figura 12. Lonxitude de catenaria para a zona N°4. Fonte: MK Catenary	24
Figura 13. Lonxitude de catenaria para a zona N°5. Fonte: MK Catenary	24
Figura 14. Lonxitude de catenaria para a zona N°7. Fonte: MK Catenary	25

ÍNDICE DE TÁBOAS

Táboa 1. Cálculo do coeficiente de arrastre C para a torre do aeroxerador.....	11
Táboa 2. Parámetros necesarios para aplicar a ecuación (5) á torre do aeroxerador..	11
Táboa 3. Cálculo do coeficiente de arrastre C para as columnas da plataforma	11
Táboa 4. Parámetros necesarios para aplicar a ecuación (5) ás columnas exteriores da plataforma	12
Táboa 5. Altura e período de onda	15
Táboa 6. Valores de CDS en función de Δ	17
Táboa 7. Valores de ψ en función de KC	17
Táboa 8. Cálculo do coeficiente de arrastre	19
Táboa 9. Cálculo do coeficiente de inercia	19
Táboa 10. Parámetros que interveñen no cálculo das forzas de arrastre e inercia.....	19
Táboa 11. Cálculo da tensión horizontal.....	22
Táboa 12. Datos de entrada para o software MK Catenary.....	23
Táboa 13. Lonxitude das liñas de catenaria	26

1 OBXECTIVO

O obxectivo deste anexo non é o deseño completo dos sistemas de fondeo da plataforma, senón calcular as lonxitudes das liñas de catenaria empregadas como amarres para poder determinar posteriormente o investimento a realizar.

A lonxitude de catenaria necesaria está condicionada pola tensión horizontal á que está sometida a plataforma. Esta tensión horizontal determínase a partir das cargas de vento sobre a plataforma e o aeroxerador e das cargas das ondas ás que está sometida a plataforma. Unha vez obtido o seu valor, empregarase o software libre “MK Catenary” para determinar a lonxitude das catenarias.

2 CÁLCULO DAS CARGAS

Realizarase o cálculo das cargas de vento que actúan sobre o aeroxerador e sobre a superficie non somerxida da plataforma flotante (obra morta), así como as cargas das ondas que actúan sobre a superficie somerxida da plataforma (obra viva).

2.1 Cargas de vento

O vento constitúe unha das cargas máis importantes ás que está sometido o conxunto formado polo aeroxerador e a plataforma. A súa acción pode ser considerada como unha carga estática horizontal asimilable á resultante das forzas de presión que actúan sobre o aeroxerador e sobre a obra morta da plataforma.

Tendo en conta que o obxectivo deste anexo é obter os datos necesarios para realizar unha primeira avaliación económica dos sistemas de amarre, teranse en consideración unicamente as cargas estáticas, deixando para posteriores etapas de estudo outros factores como poden ser a avaliación dos efectos turbulentos e os efectos dos elementos situados augas arriba e augas abaixo.

O cálculo das cargas do vento divídese en cargas de vento sobre o rotor do aeroxerador e cargas de vento sobre a torre do aeroxerador e a plataforma.

2.1.1 Cargas de vento sobre o rotor do aeroxerador

Para determinar esta carga calcúlase a forza de empuxe mecánica do rotor da turbina, que ven dada pola ecuación (1):

$$F_{rotor} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot \pi \cdot v_{vento}^2 \cdot R_{rotor}^2 \cdot C_T(\lambda) \quad (1)$$

Onde

F_{rotor} é a forza de empuxe (N)

ρ_{aire} é a densidade do aire (kg/m³)

v_{vento} é a velocidade do vento (m/s)

R_{rotor} é o radio do rotor da turbina (m)

$C_T(\lambda)$ é o coeficiente de empuxe

Para aplicar a ecuación (1) é preciso coñecer os valores de todos os termos que interveñen na mesma. No caso de magnitudes variables, como é a velocidade do vento, optárase sempre pola situación máis desfavorable, asegurando así o bo funcionamento das liñas de amarre en calquera situación.

- Para a densidade do aire, admítase un valor constante de 1,225 kg/m³.
- En canto á velocidade do vento, adóptase como xa se indicou o caso máis desfavorable, é dicir, a velocidade máis elevada á que se pode ver sometido o rotor en funcionamento, que corresponde coa velocidade de desconexión do mesmo, é dicir, $v_{vento} = 27 \text{ m/s}$.

- O radio do rotor presenta un valor de 64 metros.
- O coeficiente de empuxe C_T considera o feito de que o rotor está xirando, e polo tanto é función dun parámetro λ , que é a razón das velocidades no extremo das hélices.

O valor do parámetro λ obtense aplicando a ecuación (2):

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R_{\text{rotor}}}{v_{\text{vento}}} \quad (2)$$

Onde ω é a velocidade angular do rotor (rad/s). Para o aerogenerador empregado, a velocidade máxima do rotor é de 12 voltas/minuto, é dicir, 1,26 rad/s.

A variación do coeficiente de empuxe en función de λ está representada na gráfica da Figura 1. A partir da ecuación (2) obtense un valor de $\lambda = 2,98$, que se corresponde de xeito aproximado cun coeficiente de empuxe $C_T = 0,32$.

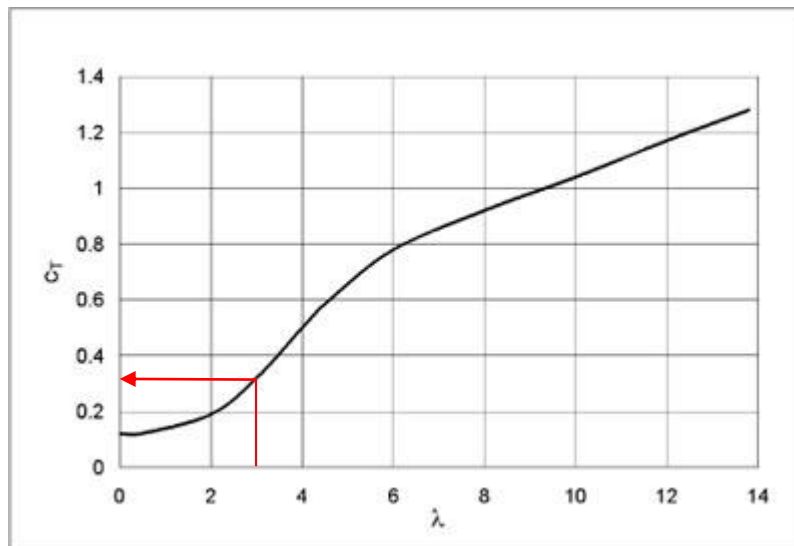


Figura 1. Valor do coeficiente de empuxe en función de λ . Fonte: <https://scielo.conicyt.cl/>

Unha vez determinados todos estes parámetros, procédese a aplicar a ecuación (1), obtendo o seguinte resultado:

$$F_{\text{rotor}} = 1838,6 \text{ kN}$$

2.1.2 Cargas de vento sobre a torre do aerogenerador e sobre a plataforma

As cargas de vento sobre a torre do aerogenerador e sobre a obra morta da plataforma calcularanse considerando a torre como un cilindro e a plataforma como un conxunto de cilindros. A forza do vento sobre un cilindro pode aproximarse a través da expresión indicada na ecuación (3).

$$F_{cilindro} = \int_a^b \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot D \cdot C \cdot v^2(z) dz \quad (3)$$

Onde

a e b son as cotas inferior e superior do cilindro (m)

ρ_{aire} é a densidade do aire (1,225 kg/m³).

D é o diámetro do cilindro (m)

C é o coeficiente de arrastre

$v(z)$ é a velocidade do vento en función da altura (m/s)

A forza que exerce o vento sobre a torre non é igual para todos os puntos da mesma, xa que depende da velocidade coa que incide, e esta á súa vez depende da altura. O mesmo sucede no caso da obra morta da plataforma. A variación da velocidade do vento en función da altura ven dada pola ecuación (4):

$$\frac{v(z)}{v(z_{ref})} = \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (4)$$

Onde

z é a altura para a que se pretende calcular a velocidade (m)

z_{ref} é a altura de referencia, para a cal se coñece o valor de velocidade (m)

$v(z)$ é a velocidade á altura z , é dicir, a velocidade buscada (m/s)

$v(z_{ref})$ é a velocidade á altura de referencia (m/s)

α é un coeficiente adimensional que depende da rugosidade da localización, e que tal e como se indicou no “Anexo II. Estudo enerxético” adopta para o caso do océano un valor de 0,10.

Substituíndo (4) en (3), e integrando, obtense a expresión da forza do vento sobre un cilindro de cota inferior a e cota superior b , con diámetro D .

$$F_{cilindro} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot C \cdot D \cdot \frac{v_{ref}^2}{z_{ref}^{2\alpha}} \cdot \left(\frac{b^{1+2\alpha} - a^{1+2\alpha}}{1 + 2\alpha} \right) \quad (5)$$

A ecuación (5) será a que se empregue para determinar a forza do vento sobre a torre do aeroxerador e sobre as columnas que constitúen a obra morta da plataforma. Aínda que existe unha transición entre a columna interior sobre a que se asenta o aeroxerador e o propio aeroxerador, para simplificar os cálculos considerárase un cilindro de diámetro constante dende o nivel do mar ata a altura do rotor, é dicir, asúmese que a columna central e a torre do aeroxerador teñen o mesmo diámetro, e tamén que este permanece constante ao longo da torre. O diámetro considerado será o da columna interior da plataforma, é dicir, 6,5 metros.

A forza do vento sobre a plataforma obterase como a suma da forza sobre as tres columnas exteriores, de igual diámetro e altura, xa que a columna interior xa se considera no cálculo da forza sobre a torre do aerogenerador.

Para poder aplicar a ecuación (5) é preciso calcular primeiro o valor do coeficiente de arrastre C, o cal é función do número de Reynolds (Re) e da relación (Δ) entre a rugosidade da superficie e o diámetro do cilindro.

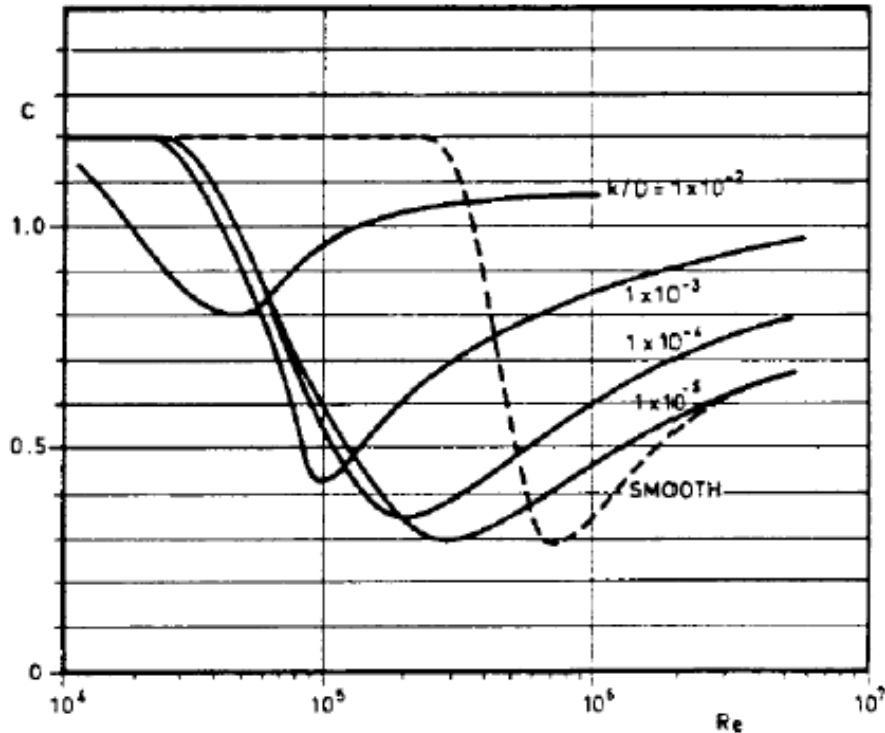


Figura 2. Coeficiente de arrastre para cilindros en función de Reynolds para distintos valores de Δ . Fonte: Det Norske Veritas (DNV)

O número de Reynolds ven dado pola ecuación (6):

$$Re = \frac{D \cdot v_{media}}{v_{aire}} \quad (6)$$

Onde

v_{media} é a velocidade media do vento (m/s)

v_{aire} é a viscosidade cinemática do aire (m^2/s), que para unha temperatura de $15^\circ C$ presenta un valor de $1,470 \cdot 10^{-5} m^2/s$.

A relación Δ defínese como:

$$\Delta = \frac{k}{D} \quad (7)$$

Onde

k é a rugosidade do aceiro pintado (m). Considerarase un valor de 0,000005 m.

D é o diámetro do cilindro (m)

Empézase realizando os cálculos para o caso da torre.

O primeiro paso será obter o coeficiente de arrastre C . Para iso é preciso calcular previamente o valor de Re e de Δ . Empregarase para o cálculo un valor medio da velocidade media que presenta o vento nas distintas localizacións estudadas. Os resultados obtidos recóllense na Táboa 1.

Táboa 1. Cálculo do coeficiente de arrastre C para a torre do aerogenerador

Número de Reynolds (Re)	$3,47 \cdot 10^6$
Relación Δ	$7,69 \cdot 10^{-7}$
Coeficiente de arrastre C	0,7

En canto á velocidade de referencia que intervéñ na ecuación (5), tomarase a correspondente ás condicións máis desfavorables nas que a turbina pode estar en funcionamento, é dicir, a coñecida como velocidade de desconexión ou $v_{cut\ out}$, que é de 27 m/s. Este valor de velocidade de referencia ten como altura de referencia a altura á que se sitúa o rotor, é dicir, 90 metros.

Os restantes parámetros, densidade do aire, coeficiente α , diámetro, cota inferior a e cota superior b , adoptan os valores recollidos na Táboa 2.

Táboa 2. Parámetros necesarios para aplicar a ecuación (5) á torre do aerogenerador

$\rho_{aire} (kg/m^3)$	1,225
α	0,10
D (m)	6,5
a (m)	0
b (m)	90

A partir dos datos expostos e aplicando a ecuación (5) obtense a forza que exerce o vento sobre a torre do aerogenerador.

$$F_{torre} = 152,37kN$$

Seguindo o mesmo procedemento calcúlase a forza do vento sobre as tres columnas exteriores da plataforma. Lémbrese que a columna interior xa foi considerada no cálculo da forza do vento sobre a torre do aerogenerador.

Os resultados para o número de Reynolds, a relación Δ e o coeficiente de arrastre C correspondentes ás columnas da plataforma móstranse na Táboa 3.

Táboa 3. Cálculo do coeficiente de arrastre C para as columnas da plataforma

Número de Reynolds (Re)	$6,40 \cdot 10^6$
Relación Δ	$4,17 \cdot 10^{-7}$
Coeficiente de arrastre C	0,75

Os restantes parámetros que interveñen no cálculo recóllense na Táboa 4.

Táboa 4. Parámetros necesarios para aplicar a ecuación (5) ás columnas exteriores da plataforma

$\rho_{aire} (kg/m^3)$	1,225
α	0,10
D (m)	12
a (m)	0
b (m)	12

Aplicando de novo a ecuación (5) obtense o valor da forza do vento sobre unha das columnas exteriores da plataforma.

$$F_{vento\ columna\ exterior} = 26,86\ kN$$

A plataforma consta de tres columnas exteriores, resultando o total da forza do vento sobre a obra morta da plataforma:

$$F_{vento\ plataforma} = 80,57\ kN$$

2.2 Cargas das ondas

As principais forzas causadas polas ondas que actúan sobre unha estrutura offshore son as forzas de arrastre e as forzas de inercia. Para calculalas, seguirase o procedemento indicado por DNV (Det Norske Veritas) no documento “Design of Offshore Wind Turbine Structures”, publicado no ano 2014.

A forza de arrastre é debida aos efectos de viscosidade do fluído. Adoita ser proporcional ao cadrado da velocidade relativa da partícula de auga, que é a diferenza entre a velocidade do fluído e a velocidade da estrutura.

Pola súa parte, a forza de inercia está composta pola forza xerada polo elemento estrutural opoñéndose ao movemento do fluído que o rodea e pola forza que exerce o fluído acelerado sobre o membro estrutural, debido ás diferenzas de presión existentes no fluído acelerado.

Para elementos estruturais nos que a relación entre a súa dimensión característica e a lonxitude de onda incidente sexa pequena, considérase que o movemento da estrutura non causa modificación na forma da onda. Nese caso pódese aplicar a ecuación de Morison para determinar as forzas das ondas sobre a estrutura. A relación entre a dimensión característica da estrutura e a lonxitude de onda incidente debe cumprir a desigualdade establecida na ecuación (8). Empregaranse como dimensións características as correspondentes ás columnas cilíndricas que constitúen a plataforma.

$$\frac{D}{\lambda} < 0,2 \quad (8)$$

Onde

D é a dimensión característica do elemento estrutural, neste caso o diámetro do cilindro (m)

λ é a lonxitude de onda incidente (m)

De non ser así, produciríanse cambios na forma das ondas e sería necesario empregar a teoría de difracción para telos en conta.

O primeiro paso será por tanto calcular a lonxitude de onda para comprobar que se cumpren as condicións necesarias para poder aplicar a ecuación de Morison. A lonxitude de onda calcúlase como o produto entre a velocidade de fase (c) e o período da onda (T_{onda}):

$$\lambda = c \cdot T_{onda} \quad (9)$$

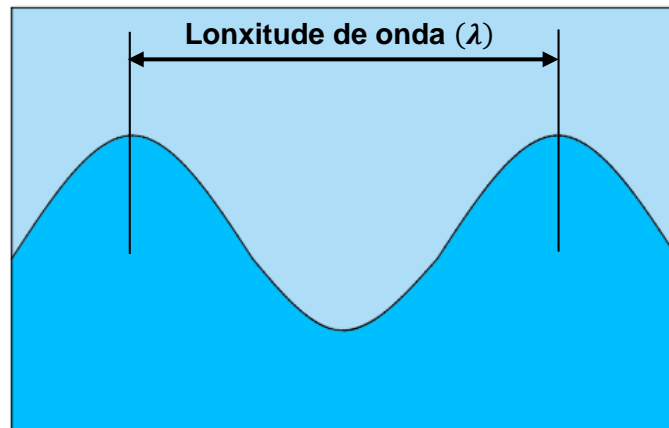


Figura 3. Lonxitude de onda (Elaboración propia)

Tendo en conta que no caso que se está estudando é de aplicación a Teoría lineal de ondas, e que se trata de augas profundas, a velocidade de fase adopta a seguinte expresión:

$$c = \frac{g \cdot T_{onda}}{2 \cdot \pi} \quad (10)$$

Substituíndo (10) en (9) obtense a expresión que determina a lonxitude de onda:

$$\lambda = \frac{g \cdot T_{onda}}{2 \cdot \pi} \cdot T_{onda} \quad (11)$$

Como pode comprobarse na ecuación (11), a lonxitude de onda é directamente proporcional ao cadrado do período de onda. Por tanto, para poder calculala e comprobar se é posible aplicar a ecuación de Morison é necesario obter o valor do período de onda para o emprazamento estudado. Portos do Estado, organismo dependente do Ministerio de Fomento, proporciona na súa páxina web, para todos os puntos incluídos na rede de nodos SIMAR (todas as localizacións estudadas corresponden con algún destes puntos), información relativa ao período e á altura das ondas. Esta información recóllese a través dunha táboa que mostra a probabilidade dos distintos valores de período e altura. As correspondentes ás localizacións estudadas son as seguintes:

Tabla Hs vs Tp / Hs vs Tp Table
SIMAR 3136040

EFICACIA: 98.42% AÑO/YEAR: 1958-2018		Tp (s)											
		<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	TOTAL
Hs (m)	<=0.5	---	---	0.007	0.148	0.558	0.316	0.586	0.935	0.887	0.767	1.325	5.529
	1.0	---	---	0.012	0.312	1.691	1.759	1.732	3.509	4.183	4.202	5.623	23.024
	1.5	---	---	---	0.036	0.556	1.615	1.314	1.798	3.342	5.334	10.026	24.022
	2.0	---	---	---	---	0.031	0.405	0.822	0.938	1.203	2.919	10.311	16.629
	2.5	---	---	---	---	0.002	0.034	0.313	0.557	0.536	1.172	7.973	10.587
	3.0	---	---	---	---	---	0.002	0.061	0.310	0.255	0.562	5.790	6.982
	3.5	---	---	---	---	---	---	0.005	0.102	0.172	0.305	4.082	4.666
	4.0	---	---	---	---	---	---	---	0.015	0.086	0.172	2.776	3.049
	4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	0.025	0.116	1.893	2.035
	5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.004	0.040	1.177	1.222
	> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.001	0.010	2.243	2.255
TOTAL		---	---	0.020	0.496	2.837	4.132	4.835	8.165	10.694	15.600	53.220	100%

Generado por/Generated by Puertos del Estado

Fecha/Date 2018-04-11 09:52CET

Figura 4. Período e altura de onda na localización N°1. Fonte: Portos do Estado

Tabla Hs vs Tp / Hs vs Tp Table
SIMAR 3152036

EFICACIA: 98.42% AÑO/YEAR: 1958-2018		Tp (s)											
		<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	TOTAL
Hs (m)	<=0.5	---	---	0.016	0.197	0.885	0.429	0.716	1.244	1.288	1.258	2.237	8.270
	1.0	---	---	0.013	0.124	1.610	2.066	1.928	3.655	4.671	4.898	7.540	26.506
	1.5	---	---	---	0.006	0.146	1.146	1.348	1.606	3.002	5.185	10.931	23.370
	2.0	---	---	---	---	0.006	0.150	0.672	0.901	1.065	2.574	10.093	15.461
	2.5	---	---	---	---	---	0.007	0.153	0.462	0.417	1.002	7.528	9.568
	3.0	---	---	---	---	---	---	0.011	0.199	0.233	0.457	5.370	6.271
	3.5	---	---	---	---	---	---	0.002	0.031	0.134	0.251	3.586	4.004
	4.0	---	---	---	---	---	---	---	0.003	0.044	0.142	2.361	2.550
	4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	0.010	0.057	1.496	1.563
	5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.001	0.013	0.926	0.940
	> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.003	1.495	1.498
TOTAL		---	---	0.029	0.326	2.648	3.799	4.829	8.103	10.864	15.840	53.563	100%

Generado por/Generated by Puertos del Estado

Fecha/Date 2018-04-11 09:53CET

Figura 5. Período e altura de onda na localización N°4. Fonte: Portos do Estado

**Tabla Hs vs Tp / Hs vs Tp Table
SIMAR 3128036**

EFICACIA: 98.42% AÑO/YEAR: 1958-2018		Tp (s)											TOTAL
Hs (m)		<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	
	<=0.5	---	---	0.001	0.139	0.763	0.444	0.690	1.088	1.064	0.972	1.679	6.841
	1.0	---	---	0.006	0.132	1.587	2.418	2.055	3.722	4.515	4.740	6.919	26.095
	1.5	---	---	---	0.010	0.225	1.420	1.645	1.891	3.133	5.295	10.984	24.603
	2.0	---	---	---	---	0.018	0.174	0.689	1.055	1.191	2.692	10.185	16.004
	2.5	---	---	---	---	---	0.010	0.139	0.536	0.474	1.085	7.609	9.854
	3.0	---	---	---	---	---	0.002	0.022	0.190	0.222	0.495	5.439	6.369
	3.5	---	---	---	---	---	---	0.002	0.045	0.121	0.233	3.598	3.998
	4.0	---	---	---	---	---	---	---	0.004	0.042	0.130	2.350	2.526
	4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	0.011	0.054	1.425	1.492
	5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.001	0.013	0.882	0.897
	> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.003	1.318	1.321
	TOTAL	---	---	0.007	0.282	2.593	4.468	5.241	8.532	10.775	15.712	52.389	100%

Generado por/Generated by Puertos del Estado

Fecha/Date 2018-04-11 09:55CET

Figura 6. Período e altura de onda na localización Nª5. Fonte: Portos do Estado

**Tabla Hs vs Tp / Hs vs Tp Table
SIMAR 3140040**

EFICACIA: 98.42% AÑO/YEAR: 1958-2018		Tp (s)											TOTAL
Hs (m)		<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	
	<=0.5	---	---	0.008	0.162	0.577	0.320	0.601	0.962	0.920	0.797	1.392	5.737
	1.0	---	---	0.013	0.304	1.702	1.721	1.716	3.515	4.224	4.270	5.728	23.192
	1.5	---	---	---	0.032	0.541	1.569	1.271	1.753	3.330	5.299	10.092	23.887
	2.0	---	---	---	---	0.026	0.396	0.824	0.908	1.181	2.900	10.296	16.532
	2.5	---	---	---	---	0.001	0.034	0.315	0.543	0.516	1.160	7.947	10.516
	3.0	---	---	---	---	---	0.002	0.062	0.310	0.256	0.552	5.756	6.938
	3.5	---	---	---	---	---	---	0.003	0.098	0.175	0.304	4.070	4.650
	4.0	---	---	---	---	---	---	---	0.014	0.087	0.177	2.759	3.037
	4.5	---	---	---	---	---	---	---	0.001	0.026	0.120	1.887	2.035
	5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.003	0.040	1.169	1.212
	> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.010	2.253	2.264
	TOTAL	---	---	0.021	0.497	2.846	4.042	4.794	8.104	10.719	15.627	53.349	100%

Generado por/Generated by Puertos del Estado

Fecha/Date 2018-04-11 09:52CET

Figura 7. Período e altura de onda na localización Nª7. Fonte: Portos do Estado

Analizando as táboas das figuras 4, 5, 6 e 7 compróbase que non existen diferencias significativas entre elas en canto ao período e altura de onda medios. Polo tanto, tomárase un valor medio entre os obtidos para cada unha das catro localizacións.

Táboa 5. Altura e período de onda

Altura media H_s	1,90 m
Período medio T_p	14 s

Unha vez coñecido o período de onda medio, aplicando a ecuación (11) obtense o valor da lonxitude de onda.

$$\lambda = 305,7 \text{ metros}$$

A partir deste valor da lonxitude de onda, e tendo en conta os diámetros das columnas que constitúen a plataforma, compróbase que se cumpre a desigualdade establecida en (8) e que por tanto é de aplicación a ecuación de Morison.

A ecuación de Morison é unha fórmula semiempírica que representa a forza por unidade de lonxitude sobre cilindros verticais en movemento como a suma das forzas de inercia e arrastre xa comentadas. Ambas forzas son proporcionais a un coeficiente empírico. No caso da forza de arrastre é proporcional ao coeficiente de arrastre (C_D) e no caso da forza de inercia é proporcional ao coeficiente de inercia (C_I).

As forzas exercidas polas ondas integranse ao longo da lonxitude da obra viva da plataforma. Para calculalas empregáranse as expresións seguintes.

$$F_D = \int_{Z_{calado}}^0 \frac{1}{2} \cdot \rho_{auga} \cdot C_D \cdot D \cdot u(z, t) \cdot |u(z, t)| \cdot dz \quad (12)$$

$$F_I = \int_{Z_{calado}}^0 \rho_{auga} \cdot C_M \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \dot{u}(z, t) \cdot dz \quad (13)$$

Onde

ρ_{auga} é a densidade do fluído, que neste caso é a auga do mar (kg/m^3)

C_D é o coeficiente de arrastre

D é o diámetro do cilindro (m)

u é a compoñente horizontal da velocidade da partícula de auga (m/s)

C_M é o coeficiente de inercia

\dot{u} é a compoñente horizontal da aceleración da partícula de auga (m/s^2)

A continuación analizaranse os distintos parámetros que interveñen nas ecuacións (12) e (13).

A densidade da auga do mar depende da salinidade e da temperatura. No caso do mar Cantábrico o seu valor sitúase en torno a 1025 kg/m^3 .

O coeficiente de arrastre C_D depende do número de Reynolds, da xeometría do obxecto e da influencia que podan exercer outros obxectos próximos, da rugosidade relativa do obxecto e da importancia relativa entre a amplitude de movemento orbital da partícula e o diámetro do cilindro (número de Keulegan - Carpenter). Calcúlase a través da seguinte expresión:

$$C_D = C_{DS}(\Delta) \cdot \psi(K_C) \quad (14)$$

Onde

C_{DS} é un parámetro que depende de Δ e ψ é un parámetro dependente de K_C .

En función do valor de Δ , que se calcula coa ecuación (7), o parámetro C_{DS} adoptará un dos valores recollidos na Táboa 6.

Táboa 6. Valores de C_{DS} en función de Δ

$\Delta \leq 10^{-4}$	$C_{DS}(\Delta) = 0,65$
$10^{-4} \leq \Delta \leq 10^{-2}$	$C_{DS}(\Delta) = \frac{29 + 4 \cdot \log\left(\frac{k}{D}\right)}{20}$
$\Delta \geq 10^{-2}$	$C_{DS}(\Delta) = 1,05$

En canto ao parámetro ψ , depende do valor de K_C (número de Keulegan – Carpenter), que se calcula mediante a ecuación (15).

$$K_C = \frac{\pi \cdot H_{onda}}{D} \quad (15)$$

Os valores que adopta ψ en función de K_C recóllense na Táboa 7.

Táboa 7. Valores de ψ en función de K_C

$0,75 \leq K_C < 2$	$\psi(K_C) = C_\pi - 1$
$K_C \leq 0,75$	$\psi(K_C) = C_\pi - 1 - 2 \cdot (K_C - 0,75)$

Onde

$$C_\pi = 1,5 - 0,024 \cdot \left(\frac{12}{C_{DS}} - 10 \right) \quad (16)$$

Por outra parte, o coeficiente de inercia C_M asóciase ás características e á xeometría do obxecto, pero sobre el inflúen tamén as características do fluxo. Este coeficiente depende da xeometría do obxecto, da súa rugosidade relativa, do número de Keulegan - Carpenter (K_C) e da afectación de posibles obxectos próximos, e calcúlase mediante a seguinte ecuación:

$$C_M = 1 + C_A \quad (17)$$

Onde C_A é o coeficiente máscico que se engade debido ás perturbacións existentes no fluxo. Se o número de Keulegan - Carpenter (K_C) é menor que 3, o valor do coeficiente C_A é igual a 1.

O coeficiente C_M é sempre maior que a unidade, e representa o total de auga que se mobiliza para permitir o avance do fluído ao redor do cilindro. Esta masa de auga consiste na auga desaloxada polo cilindro máis a acumulada polo efecto de alteración do fluxo.

En canto á velocidade e aceleración da partícula de auga, tendo en conta a teoría lineal de ondas para augas profundas, calcúlanse mediante as ecuacións (18) e (19).

$$u(x = 0, z, t) = \frac{\pi \cdot H_{onda}}{T_{onda}} \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad (18)$$

$$\dot{u}(x = 0, z, t) = \frac{2 \cdot \pi^2 \cdot H_{onda}}{T_{onda}^2} \cdot e^{k \cdot z} \cdot \sin(\omega \cdot t) \quad (19)$$

Onde

H_{onda} é a altura da onda (m)

T_{onda} é o período da onda (s)

z é a profundidade (m)

t é o tempo (s)

Os valores de ω e de k veñen dados polas expresións seguintes:

$$\omega = \frac{2\pi}{T_{onda}} \quad (20)$$

$$k = \frac{2\pi}{\lambda} \quad (21)$$

Onde λ é a lonxitude de onda incidente.

Finalmente, procédese a substituír as ecuacións (18) e (19) – velocidade e aceleración da partícula de auga – en (12) e (13), e integrar estas últimas ao longo da obra viva da plataforma, é dicir, dende a profundidade de calado ata o nivel do mar. O resultado obtido recóllese nas ecuacións (22) e (23).

$$F_D = \left(\frac{1}{4 \cdot k} \cdot \rho_{auga} \cdot C_D \cdot D \cdot \left(\frac{\pi \cdot H_{onda}}{T_{onda}} \right)^2 \cdot \cos(\omega t) \cdot |\cos(\omega t)| \right) \cdot \left(1 - \frac{1}{e^{2k \cdot z_{calado}}} \right) \quad (22)$$

$$F_I = \left(-\rho_{auga} \cdot C_M \cdot \frac{\pi^3 \cdot D^2}{2 \cdot k} \cdot \frac{H_{onda}}{T_{onda}^2} \cdot \sin(\omega t) \right) \cdot \left(1 - \frac{1}{e^{k \cdot z_{calado}}} \right) \quad (23)$$

Pese a que o diámetro das columnas exteriores da plataforma se incrementa dende os 12 ata os 24 metros na parte situada a maior profundidade, para simplificar os cálculos consideraranse estas columnas como un cilindro uniforme de diámetro 12 metros ao longo de todo o calado, que é de 20 metros.

Unha vez establecido todo o procedemento as seguir, realízanse os cálculos necesarios para obter o valor das forzas de arrastre e inercia.

Para calcular o coeficiente de arrastre aplícase a ecuación (14). Na Táboa 8 recóllense os datos empregados e o resultado obtido.

Táboa 8. Cálculo do coeficiente de arrastre

$C_{DS}(\Delta)$	0,65
Δ	$4,17 \cdot 10^{-7}$
$\psi(K_C)$	0,80
K_C	0,497
C_D	0,52

Para o coeficiente de inercia aplícase a ecuación (17). O seu valor depende do coeficiente máxico, que neste caso, por ser o número de Keulegan – Carpenter (K_C) menor que 3, adopta o valor de 1.

Táboa 9. Cálculo do coeficiente de inercia

K_C	0,497
C_A	1
C_M	2

Recompílanse na Táboa 10 os valores de todos os parámetros que interveñen nas ecuacións (22) e (23).

Táboa 10. Parámetros que interveñen no cálculo das forzas de arrastre e inercia

k	0,0206
$\rho_{auga} (kg/m^3)$	1025
C_D	0,52
C_M	2
D (m)	12
$H_{onda} (m)$	1,90
$T_{onda} (s)$	14
$\omega (s^{-1})$	0,449
$z_{calado} (m)$	- 20

Coñecidos todos estes parámetros, procédese a avaliar as forzas de arrastre e inercia para un determinado intervalo de tempo, que neste caso se vai establecer en 60 segundos. Trátase de dúas funcións periódicas, polo que o seu valor se repetirá a intervalos de tempo constantes.

A carga total exercida polas ondas será a suma das forzas de arrastre e inercia en cada instante, e polo tanto será tamén unha función periódica. Tomarase como forza total das ondas o valor máximo desta función, pois representa a carga máis elevada á que pode verse sometida a plataforma pola acción das ondas, e, consecuentemente, a situación máis desfavorable para as liñas de amarre.

As gráficas das Figuras 8, 9 e 10 representan os valores adoptados pola forza de arrastre, forza de inercia e forza total ao longo do tempo.

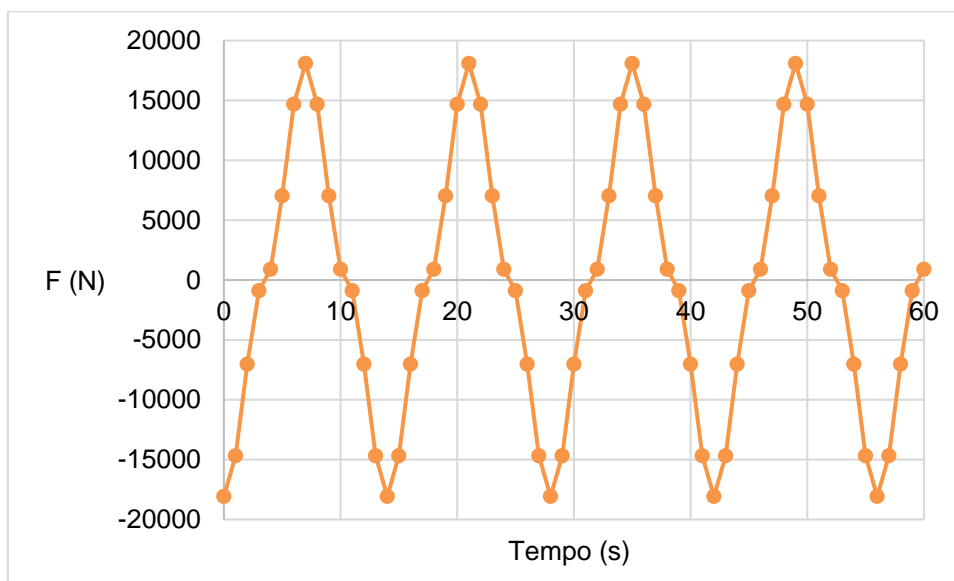


Figura 8. Forza de arrastre sobre unha das columnas exteriores. Elaboración propia

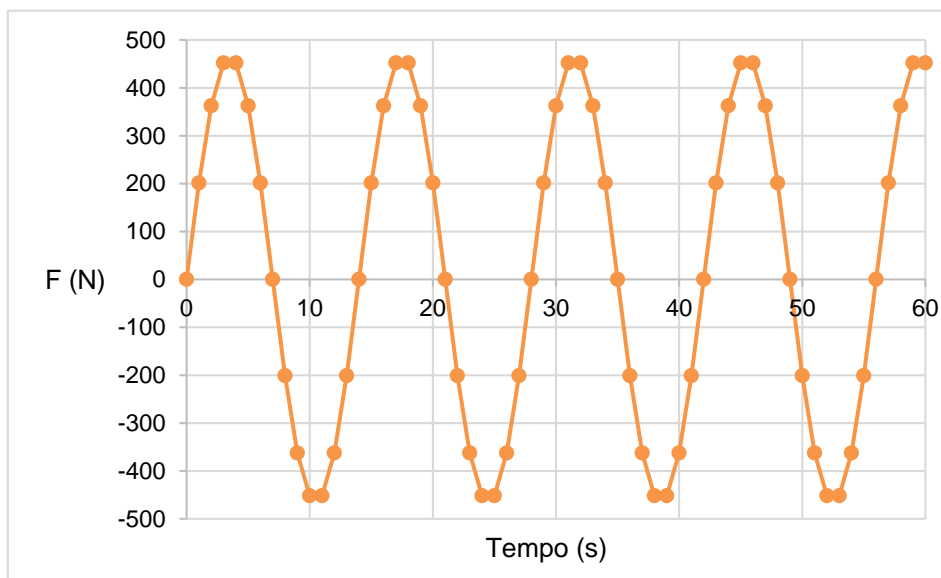


Figura 9. Forza de inercia sobre unha das columnas exteriores. Elaboración propia

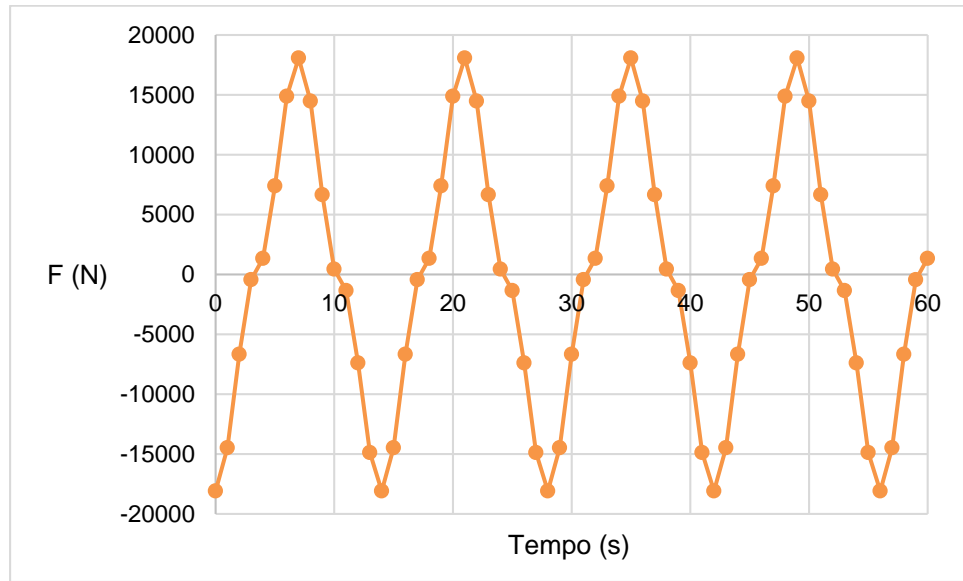


Figura 10. Forza total das ondas sobre unha das columnas exteriores. Elaboración propia

O valor máximo de forza das ondas sobre unha columna da plataforma é de:

$$F_{ondas\ columna} = 18,08\ kN$$

Os resultados obtidos corresponden á forza exercida polas ondas sobre unha das columnas exteriores da plataforma, pero esta está constituída por tres columnas exteriores, polo tanto a forza total das ondas sobre a obra viva da plataforma será:

$$F_{total\ ondas} = 54,25\ kN$$

3 CÁLCULO DAS LIÑAS DE FONDEO

Unha vez coñecidas as cargas de vento e de ondas que debe soportar o conxunto aeroxerador – plataforma, procédese a determinar a lonxitude das liñas de fondeo necesaria para soportar ditas forzas.

Como xa se indicou anteriormente, empregaranse catenarias como liñas de fondeo. Este sistema soamente soporta a compoñente horizontal das forzas, xa que no caso da vertical o peso anúlase coa forza de empuxe.

O equilibrio de forzas definirase por tanto tendo en conta soamente as forzas horizontais, quedando da forma indicada na ecuación (24).

$$\sum F_x = 0 \Rightarrow T_h = \frac{\text{Carga vento} + \text{Carga ondas}}{\text{Número de liñas}} \quad (24)$$

Onde T_h é a tensión horizontal.

As cargas que interveñen nesta ecuación, así como o resultado de tensión horizontal obtido a partir da mesma, recóllense na Táboa 11.

Táboa 11. Cálculo da tensión horizontal

Carga de vento sobre o rotor (kN)	1838,6
Carga de vento sobre a torre (kN)	152,37
Carga de vento sobre a obra morta da plataforma (kN)	80,57
Carga de ondas (kN)	54,25
Número de liñas de catenaria	3
Tensión horizontal (kN)	708,6

Para calcular as lonxitudes das liñas de catenaria empregarase o software libre “MK Catenary”. Este software require como parámetros de entrada para realizar o cálculo, a profundidade de auga, en metros, o peso da cadea empregada como liña de fondeo, en kg por metro, e a tensión horizontal que debe soportar a liña, en toneladas (o resultado obtido para a tensión está expresado en kN, polo que será necesario realizar a conversión correspondente).

Tanto no caso do peso por metro de cadea como no caso da tensión horizontal, o seu valor considérase independente da localización estudada. Sen embargo, a profundidade si que varía dunha zona a outra de xeito significativo, polo que se repetirá o cálculo de lonxitude de catenaria para cada unha das zonas consideradas.

Empregarase unha cadea de aceiro de 80 mm con un peso de 122 kg/m, do fabricante *Vicinay Cadenas S.A.*

Os datos de entrada requiridos polo software recóllense na Táboa 12.

Táboa 12. Datos de entrada para o software MK Catenary

Peso da cadea (kg/m)	122
Tensión horizontal (toneladas)	72
Profundidade zona 1 (metros)	363
Profundidade zona 4 (metros)	83
Profundidade zona 5 (metros)	94
Profundidade zona 7 (metros)	405

Os resultados proporcionados polo software para cada unha das localizacións estudadas móstranse nas figuras 11, 12, 13 e 14.

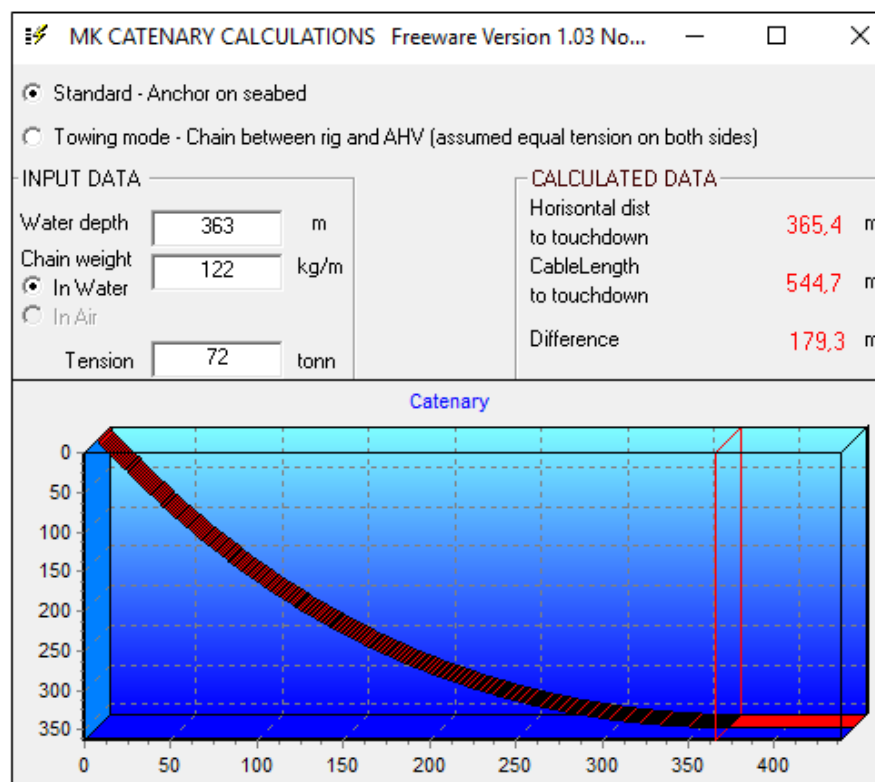


Figura 11. Lonxitude de catenaria para a zona Nº1. Fonte: MK Catenary

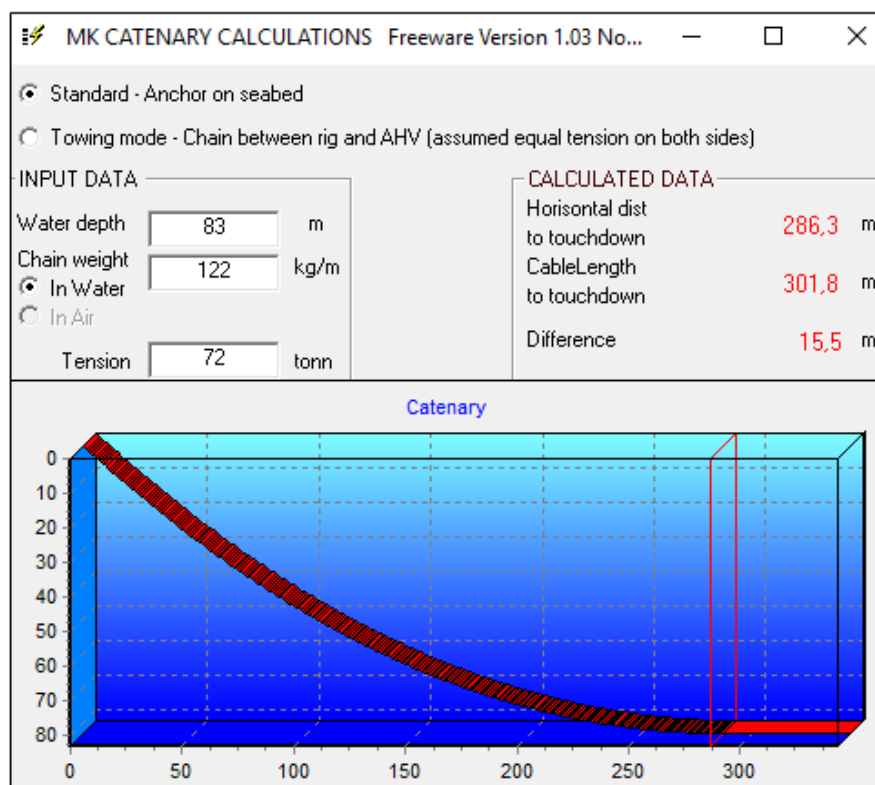


Figura 12. Lonxitude de catenaria para a zona N°4. Fonte: MK Catenary

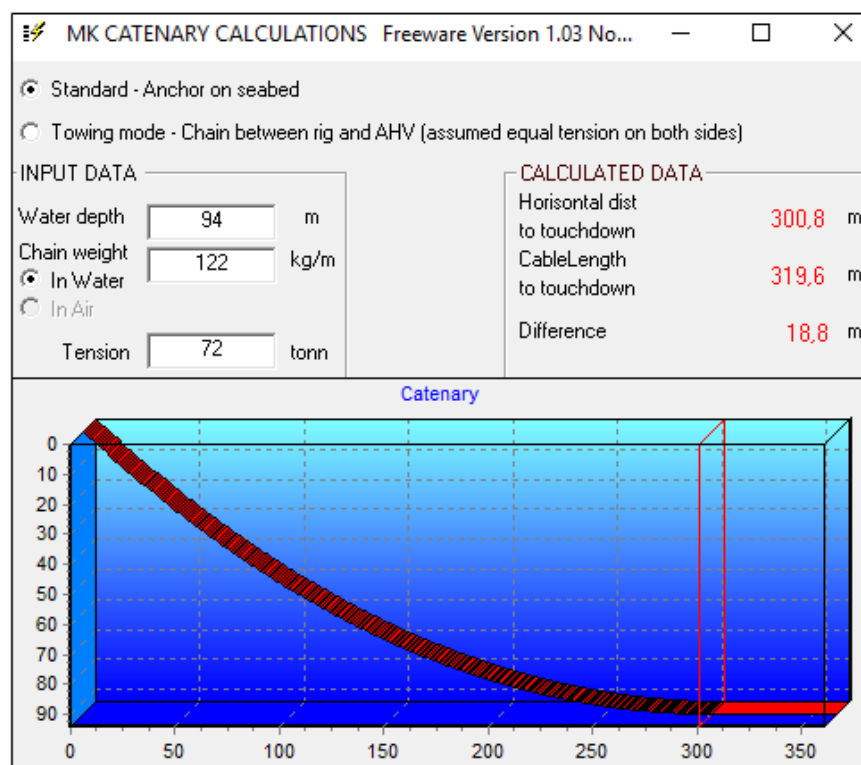


Figura 13. Lonxitude de catenaria para a zona N°5. Fonte: MK Catenary

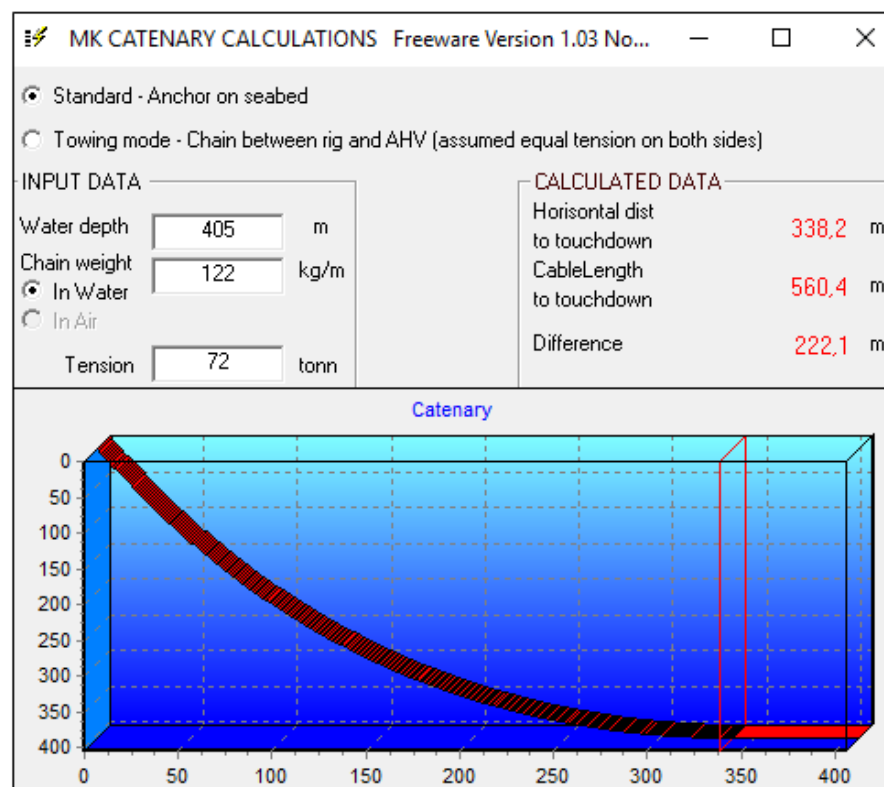


Figura 14. Lonxitude de catenaria para a zona Nº7. Fonte: MK Catenary

4 CONCLUSIÓN

A partir do exposto nos apartados anteriores, establécese como sistema de fondeo para cada plataforma tres liñas de catenaria executadas en cadea de aceiro de 80 mm con un peso de 122 kg/m. A lonxitude destas liñas depende da localización estudada, pois está condicionada pola profundidade existente. Os valores calculados para cada unha das zonas mediante o software MK Catenary recóllense na Táboa 13.

Táboa 13. Lonxitude das liñas de catenaria

Zona	Profundidade (m)	Lonxitude liña (m)
1	363	544,7
4	83	301,8
5	94	319,6
7	405	560,4

Ferrol, xuño de 2018



Fdo.: Lucía Feijoo Díaz



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018**

***VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE***

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

ANEXO IV

CÁLCULO ELÉCTRICO

ÍNDICE DE CONTIDOS

1 OBXECTIVO	7
2 CONSIDERACIÓNS PREVIAS	8
3 CÁLCULO DAS SECCIÓNS	9
3.1 Instalación interna de cada aerogenerador	9
3.2 Rede interna submarina de 30 KV	9
3.2.1 Intensidade máxima en réxime permanente na rede interna	10
3.2.2 Caída de tensión máxima na rede interna	12
3.2.3 Intensidade máxima de cortocircuíto na rede interna	16
3.2.4 Resultado do análise efectuado: seccións da rede interna do parque	23
3.3 Rede de evacuación de 220 KV	25
3.3.1 Intensidade máxima en réxime permanente na liña de evacuación	25
3.3.1 Caída de tensión máxima na liña de evacuación	26
3.3.2 Intensidade máxima de cortocircuíto na liña de evacuación	27
3.3.3 Resultado do análise efectuado: sección da liña de evacuación de 220kV ..	29
4 PERDAS DE POTENCIA NAS LIÑAS	30
4.1 Perdas de potencia no cableado interno do parque	30
4.2 Perdas de potencia na liña de evacuación	33
4.3 Perdas de potencia totais	34
5 CONCLUSIÓNS	35

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Cable ABB de 3 núcleos de cobre con fibra óptica e armadura de aceiro. Fonte: Catálogo ABB	9
Figura 2. Lonxitudes dos tramos da liña de 30 kV	15
Figura 3. Cálculo distancia aeróxerador 5 - subestación	16
Figura 4. Esquema eléctrico de impedancias. Elaboración propia	17

ÍNDICE DE TÁBOAS

Táboa 1. Intensidade máxima admisible en función da sección de cable	10
Táboa 2. Valores de voltaxe e factor de potencia.....	11
Táboa 3. Potencia, intensidade e sección dos distintos tramos para liñas de 5 aeroxeradores.....	11
Táboa 4. Potencia, intensidade e sección dos distintos tramos para liñas de 4 aeroxeradores.....	12
Táboa 5. Potencia, intensidade e sección da liña que une cada aeroxerador co cableado principal.....	12
Táboa 6. Valores de indutancia.....	13
Táboa 7. Datos empregados para o cálculo da resistencia dos cables	14
Táboa 8. Valores de reactancia (X) e de resistencia (R) para cada sección de cable .	15
Táboa 9. Resumo dos datos obtidos e resultados do cálculo da caída de tensión	16
Táboa 10. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 4 filas de 5 aeroxeradores cada unha (100 MW).....	19
Táboa 11. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 5 filas de 4 aeroxeradores cada unha (100 MW).....	20
Táboa 12. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 7 filas de 4 aeroxeradores cada unha (140 MW).....	20
Táboa 13. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 8 filas de 5 aeroxeradores cada unha (200 MW).....	20
Táboa 14. Impedancias dos distintos elementos que compoñen o circuíto.....	21
Táboa 15. Valores das impedancias para as catro alternativas de estudo.....	21
Táboa 16. Resultados do cálculo da sección mínima de cortocircuíto	23
Táboa 17. Lonxitude e sección dos tramos de cable para as alternativas de estudo con 5 aeroxeradores por fila.....	23
Táboa 18. Lonxitude e sección dos tramos de cable para as alternativas de estudo con 4 aeroxeradores por fila.....	24
Táboa 19. Sección do cable secundario	24
Táboa 20. Intensidades máximas en función da sección para cables submarinos ABB de 100-300kV.....	25
Táboa 21. Sección segundo o criterio de intensidade máxima admisible	26
Táboa 22. Sección elixida entre as dispoñibles no catálogo do fabricante.....	26
Táboa 23. Caída de tensión na liña de 220kV en función da localización	27
Táboa 24. Datos e resultado da Z de Thevenin no punto 2 (valores por unidade).....	28
Táboa 25. Intensidade de cortocircuíto e sección mínima capaz de soportala	28
Táboa 26. Lonxitude e sección da liña de evacuación	29
Táboa 27. Sección, intensidade e resistencia das liñas secundarias da rede interna..	30
Táboa 28. Perdas de potencia nas liñas secundarias da rede interna	31

Táboa 29. Perdas de potencia nos tramos da liña principal da rede interna para parques con 5 aerogeradores por fila	31
Táboa 30. Perdas de potencia nos tramos da liña principal da rede interna para parques con 4 aerogeradores por fila	32
Táboa 31. Perda de potencia total nas liñas principais da rede interna	32
Táboa 32. Perdas de potencia totais nas liñas internas do parque expresadas en %..	33
Táboa 33. Perdas de potencia na liña de evacuación para as alternativas de 100 MW de potencia total	33
Táboa 34. Perdas de potencia na liña de evacuación para as alternativas de 140 MW de potencia total	34
Táboa 35. Perdas de potencia na liña de evacuación para as alternativas de 200 MW de potencia total	34
Táboa 36. Valor total das perdas de potencia nas liñas expresado en %.....	34
Táboa 37. Seccións dos distintos tramos de cable para as alternativas con 5 aerogeradores por fila	35
Táboa 38. Seccións dos distintos tramos de cable para as alternativas con 4 aerogeradores por fila	35

1 OBXECTIVO

O obxectivo deste anexo é realizar un dimensionamento básico das liñas eléctricas que permita calcular posteriormente o investimento inicial na instalación eléctrica. Por tanto efectuaranse os cálculos eléctricos precisos para determinar as seccións necesarias tanto para o cableado interno do parque como para a liña de evacuación a terra.

Non é obxecto deste traballo o deseño completo da instalación eléctrica do parque offshore.

2 CONSIDERACIÓNS PREVIAS

O sistema eléctrico do parque está constituído por todos aqueles elementos que permiten transportar a enerxía producida polos aerogeradores ata a rede eléctrica existente en terra.

Este sistema eléctrico pode dividirse en varias partes atendendo ao nivel de tensión existente. A tensión de xeración dos aerogeradores é de 690 V. Cada un deles incorpora na base da torre un transformador que eleva a tensión dende os 690 V ata a tensión da rede interna do parque, que será de 30 kV. A rede interna do parque transmite a enerxía ata a subestación offshore. Nela atopámonos cun novo transformador, que eleva a tensión dende os 30 kV da liña interna ata os 220 kV da liña de evacuación. Esta liña de evacuación contará con dous tramos diferenciados. Por unha parte a liña de evacuación submarina, e por outra a liña de evacuación en terra, que conecta o final da liña submarina co punto de entronque na subestación.

O modelo de aerogeradores empregado é o G 128-5 MW Offshore, polo que a potencia de cada turbina é de 5 MW. O número total de aerogeradores así como a súa distribución en filas varía en función da alternativa considerada. Emprégase unha topoloxía en cadea en todos os casos.

3 CÁLCULO DAS SECCIÓNIS

3.1 Instalación interna de cada aeroxerador

Os circuitos que constitúen a instalación eléctrica propia de cada aeroxerador son calculados e instalados polo fabricante do mesmo, e polo tanto non son obxecto de cálculo deste traballo. O seu custo vai incluído no prezo do aeroxerador.

3.2 Rede interna submarina de 30 KV

Para definir a rede interna é necesario determinar o tipo de cable que se vai usar e a sección necesaria. Tal e como se explicou no apartado correspondente da Memoria, dentro da rede interna do parque diferenciamos dúas partes: un cable principal que une os aeroxeradores seguindo unha configuración en cadea sobre o fondo mariño, e un cable secundario que conecta cada aeroxerador co cable principal.

O cableado interno do parque executarase empregando cables submarinos de 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE (polietileno reticulado), do fabricante ABB, indicados para tensións comprendidas entre os 10 e os 90 kV.

Ademais de transportar a enerxía eléctrica, o condutor leva incorporado un cable de fibra óptica, que permite transmitir información dende os aeroxeradores para un adecuado seguimento e control do estado de funcionamento do parque.



Figura 1. Cable ABB de 3 núcleos de cobre con fibra óptica e armadura de aceiro. Fonte: Catálogo ABB

Os datos proporcionados polo fabricante están calculados seguindo os estándares de calidade marcados pola IEC 60287, para unha temperatura da auga de 20 °C e unha profundidade do cableado de 1 metro. Debido á imposibilidade de coñecer os factores de corrección necesarios para adaptar estes valores ás temperaturas da auga das localizacións estudadas considérase que estes datos constitúen unha aproximación suficientemente válida.

Para o cálculo da sección do cableado interno teranse en consideración tres aspectos: a intensidade máxima admisible en réxime permanente, a caída de tensión máxima e a intensidade máxima de cortocircuíto. Optarase sempre polo valor máis restritivo, é dicir, a sección elixida será a maior das tres obtidas en función dos criterios indicados.

3.2.1 Intensidade máxima en réxime permanente na rede interna

A intensidade máxima admisible é aquela que pode circular por un condutor eléctrico de xeito permanente sen que este sufra danos. As intensidades máximas admisibles en servizo dependen en cada caso da temperatura máxima que o illamento poda soportar sen alteracións das súas propiedades eléctricas, mecánicas ou químicas.

O valor da intensidade en réxime permanente que percorre un determinado cable determínase aplicando a seguinte expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} \quad (1)$$

Onde

P é a potencia (W)

V é a voltaxe da rede interna (V)

$\cos \varphi$ é o factor de potencia

Na Táboa 1 recóllense os valores de intensidades máximas admisibles en función da sección para o tipo de cable elixido . Esta información foi tomada do catálogo proporcionado polo fabricante (ABB), que pode consultarse no Anexo VI: Catálogos.

Táboa 1. Intensidade máxima admisible en función da sección de cable

Sección (mm²)	Intensidade máxima (A)
95	300
120	340
150	375
185	420
240	480
300	530
400	590
500	665
630	715
800	775
1000	825

O valor da intensidade varía ao longo da liña principal, aumentando a medida que nos aproximamos á subestación, pois a potencia ao inicio da liña é de 5MW e vai incrementándose nese mesmo valor cada vez que nos atopamos cun novo aeroxerador. Óptase entón por empregar un cableado de sección variable. A outra opción sería usar para toda a liña un cable da sección necesaria no tramo que transporta maior potencia, pero isto elevaría de forma considerable os custos do cableado.

O valor máis grande de intensidade máxima admisible (que será o correspondente ao condutor de maior sección dos que proporciona o fabricante elixido) limita o número de aeroxeradores que poden instalarse en cada fila, pois como xa se explicou, a intensidade ao longo da liña vaise incrementando a medida que se suman aeroxeradores.

Os valores de voltaxe e factor de potencia son iguais para todos os tramos. A voltaxe será a elixida para o cableado interno do parque, 30 kV, mentres que o factor de potencia ven definido polo transformador situado na base de cada aeroxerador, e será igual a 0,95.

Táboa 2. Valores de voltaxe e factor de potencia

Voltaxe da liña	30 kV
$\cos \varphi$	0,95

Deste xeito, das tres magnitudes que interveñen no cálculo da intensidade, soamente vai variar a potencia. Será suficiente entón realizar os cálculos para unha soa fila do parque, pois a potencia transportada en cada tramo é igual para todas elas. Ademais, os resultados tamén serán iguais para as alternativas de estudo que presenten o mesmo número de aeroxeradores por fila.

Nas seguintes táboas recóllese a potencia a transportar por cada tramo de liña, o valor da intensidade en réxime permanente e a sección elixida en función do mesmo, tanto para o caso de filas formadas por 5 aeroxeradores (Táboa 3), como para o caso de filas formadas por 4 aeroxeradores (Táboa 4).

Táboa 3. Potencia, intensidade e sección dos distintos tramos para liñas de 5 aeroxeradores

Tramo	Potencia (MW)	Intensidade (A)	Sección (mm ²)
1 → 2	5	101,3	95
2 → 3	10	202,6	95
3 → 4	15	303,9	120
4 → 5	20	405,2	185
5 → subestación	25	506,4	300

Táboa 4. Potencia, intensidade e sección dos distintos tramos para liñas de 4 aeroxeradores

Tramo	Potencia (MW)	Intensidade (A)	Sección (mm ²)
1 → 2	5	101,3	95
2 → 3	10	202,6	95
3 → 4	15	303,9	120
4 → subestación	20	405,2	185

En canto ao cable que une cada aeroxerador coa liña principal, a potencia a transportar será de 5MW, a mesma que no caso do tramo entre o primeiro e o segundo aeroxerador, polo que a sección necesaria será tamén a mesma.

Táboa 5. Potencia, intensidade e sección da liña que une cada aeroxerador co cableado principal

Tramo	Potencia (MW)	Intensidade (A)	Sección (mm ²)
Aeroxerador → liña principal	5	101,3	95

3.2.2 Caída de tensión máxima na rede interna

A circulación da corrente a través dos condutores provoca unha caída de tensión ou diferenza entre as tensións no principio e no final da canalización. Como non existe unha normativa específica que regule a caída de tensión admisible no cableado de instalacións offshore, tomarase como referencia o criterio empregado en estudos do campo da enerxía eólica como o “Manual de enerxía eólica” (Cucó Pardillos 2017), establecendo o límite de caída de tensión nun 5%.

Calcularase a caída de tensión en cada tramo e comprobarase que ao final de cada circuíto non se supere o 5% establecido como límite. Considerarase para o cálculo a liña que vai dende o aeroxerador máis afastado da subestación (que designamos como primeiro aeroxerador) ata o punto de unión coa subestación.

A caída de tensión absoluta ven dada pola expresión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (2)$$

Onde

ΔV é a caída de tensión (V)

L é a lonxitude do cable (km)

I é a intensidade que circula polo cable (A)

R é a resistencia do condutor (Ω/km)

X é a reactancia do condutor (Ω/km)

φ é o ángulo correspondente a un $\cos \varphi = 0,95$ (factor de potencia)

Substituíndo a expresión (1) en (2) obtense:

$$\Delta V = L \cdot \frac{P}{V} \cdot (R + X \cdot \tan \varphi) \quad (3)$$

Onde

ΔV é a caída de tensión (V)

L é a lonxitude do cable (km)

P é a potencia a transportar polo cable (W)

V é a tensión da liña (V)

R é a resistencia do condutor (Ω/km)

X é a reactancia do condutor (Ω/km)

φ é o ángulo correspondente a un $\cos \varphi = 0,95$ (factor de potencia)

A reactancia obtense aplicando

$$X = 2\pi \cdot f \cdot L \quad (4)$$

Onde

X é a reactancia do cable (Ω/km)

f é a frecuencia da liña (50 Hz)

L é a indutancia (H/km)

O catálogo do fabricante proporciona os datos de indutancia en función da sección correspondentes ao cable empregado. Estes valores son os recollidos na Táboa 6.

Táboa 6. Valores de indutancia

Sección (mm ²)	Indutancia (mH/km)
95	0,44
120	0,42
150	0,41
185	0,39
240	0,38
300	0,36
400	0,35
500	0,34
630	0,32
800	0,31

Por outra parte, o valor da resistencia ven dado pola expresión

$$R = \frac{\rho}{S} \quad (5)$$

Onde

R é a resistencia por unidade de lonxitude (Ω/km)

ρ é a resistividade eléctrica a 20 °C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)

S é a sección do condutor (mm^2)

A resistencia eléctrica dun condutor é unha magnitude dependente da temperatura do mesmo. Debido a que o valor empregado como resistividade eléctrica na ecuación (5) é para unha temperatura de 20°C, o valor de resistencia obtido será referido a esa mesma temperatura.

A variación da resistencia coa temperatura ven dada pola expresión

$$R = R_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (6)$$

Onde

R é a resistencia á temperatura buscada (Ω/km)

$R_{20^\circ\text{C}}$ é a resistencia do cable a 20°C (Ω/km)

α é o coeficiente de variación da resistencia coa temperatura a 20 °C

ΔT é a variación da temperatura con respecto a 20 °C expresada en K

A partir desta expresión dedúcese facilmente que sempre que α sexa positivo (condición que cumpre o condutor empregado) a resistencia do condutor aumentará coa temperatura. Por iso, para ser conservadores nos cálculos, tomarase como valor de temperatura o caso máis desfavorable, é dicir, a temperatura máis alta que se pode acadar no condutor (que dará lugar ao valor de resistencia máis elevada). Segundo o catálogo do fabricante (o cal se pode consultar no Anexo VI: Catálogos), os cables XLPE elixidos están deseñados para poder funcionar de forma continua a unha temperatura de 90 °C. Este será entón o valor que se tome para calcular a resistencia dos mesmos, de forma que $\Delta T = 343 \text{ K}$.

En canto aos demais datos necesarios, a norma UNE 20003, “Cobre tipo recocido e industrial, para aplicacións eléctricas”, establece no seu artigo 4.1 que a resistividade do cobre a unha temperatura de 20 °C é de 0,017241 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ e que o coeficiente de variación da resistencia coa temperatura é de 0,00393.

Táboa 7. Datos empregados para o cálculo da resistencia dos cables

Resistividade eléctrica a 20 °C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	0,017241
Coeficiente de variación coa temperatura	0,00393
ΔT	343

A partir das ecuacións (4), (5) e (6) e dos datos recollidos nas Táboas 6 e 7, obtéñense os valores de reactancia (X) e de resistencia (R) para as seccións seleccionadas no apartado “3.2.1 Intensidade máxima en réxime permanente na rede internaIntensidade máxima en réxime permanente”.

Táboa 8. Valores de reactancia (X) e de resistencia (R) para cada sección de cable

Sección (mm ²)	X (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)
95	0,13823	0,42612
120	0,13195	0,33735
185	0,12252	0,21882
300	0,11310	0,13494

Por último, para determinar a caída de tensión é preciso coñecer a lonxitude das liñas. Estudarase soamente a situación máis desfavorable, xa que como se trata de satisfacer unha restrición, se se cumpre no caso menos favorable pódese asegurar que se cumpre en todos os demais. Tal e como pode deducirse da ecuación (3), a situación máis desfavorable no que respecta á lonxitude de liña corresponderase con aquela alternativa na que este parámetro presente o valor máis alto.

Tendo todo isto en conta, a situación máis desfavorable en canto á localización darase na que presente maior profundidade, pois vaise estudar a caída de tensión dende a saída do primeiro aeroxerador ata o punto de conexión coa subestación, e a lonxitude do cable secundario que conecta o aeroxerador coa liña principal situada sobre o fondo do mar ven dada (de xeito aproximado) pola profundidade existente. Tomarase por tanto a localización número 7, que presenta unha profundidade de 405 metros.

En canto ás alternativas debidas ao número e disposición de aeroxeradores, a situación máis desfavorable darase para o parque de 200 MW con 40 aeroxeradores distribuídos en 8 filas de 5, por ser o caso no que podemos atopar unha lonxitude de liña maior. Concretamente, a maior caída de tensión terá lugar na fila máis afastada da subestación, podendo considerar como tal tanto a primeira como a última fila, pois os resultados serán os mesmos para ambas.

No seguinte esquema detállase a lonxitude de cada un dos tramos que compoñen a liña, que virá dada pola distancia existente entre aeroxeradores e pola distancia existente entre o final da fila e a subestación. É importante mencionar que aos tramos indicados na Figura 2 hai que sumar a lonxitude do cable que une o primeiro aeroxerador da fila coa liña principal de evacuación situada no fondo mariño, que como xa se indicou será igual á profundidade existente.

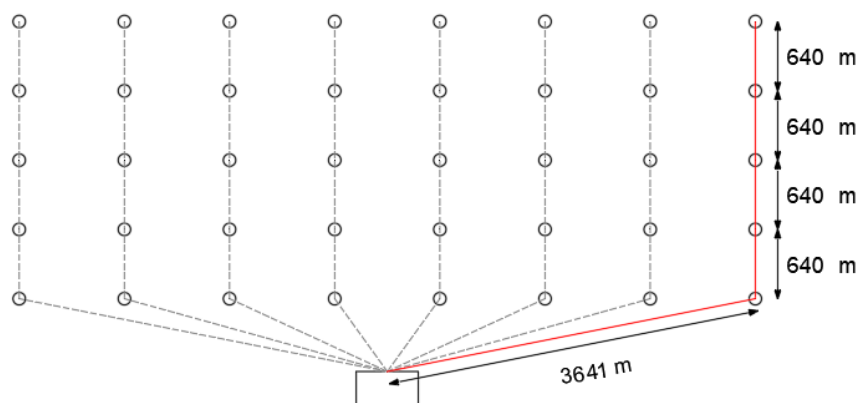


Figura 2. Lonxitudes dos tramos da liña de 30 kV

A lonxitude da liña que une o último aeroxerador da fila coa subestación offshore foi determinada aplicando o Teorema de Pitágoras, tendo en conta que a distancia na dirección da fila entre o último aeroxerador e a subestación é a mesma que entre aeroxeradores (640 metros), e que a subestación se atopa no punto medio do espazo comprendido entre as dúas filas centrais do parque. Na Figura 3 ilústrase a situación analizada para realizar o cálculo:

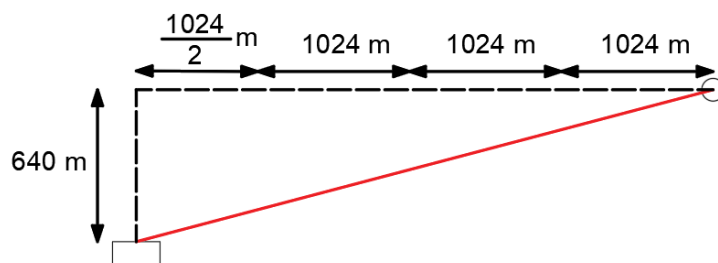


Figura 3. Cálculo distancia aeroxerador 5 - subestación

A partir dos valores de resistencia e reactancia recollidos na Táboa 8, e das lonxitudes e potencias correspondentes a cada tramo, aplicando a ecuación (3) obtense a caída de tensión en cada tramo de liña, así como a caída de tensión total na liña. Os resultados destas operacións recóllense na Táboa 9.

Táboa 9. Resumo dos datos obtidos e resultados do cálculo da caída de tensión

Tramo	Lonxitude (km)	Potencia (kW)	X (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)	ΔV (V)	ΔV (%)
Aeroxerador \rightarrow liña principal	0,405	5000	0,13823	0,42612	31,8	0,11
1 \rightarrow 2	0,64	5000	0,13823	0,42612	50,3	0,17
2 \rightarrow 3	0,64	10000	0,13823	0,42612	100,6	0,34
3 \rightarrow 4	0,64	15000	0,13195	0,33735	121,8	0,41
4 \rightarrow 5	0,64	20000	0,12252	0,21882	110,5	0,37
5 \rightarrow subestación	3,641	25000	0,11310	0,13494	522,2	1,74
TOTAL					937,3	3,12

Compróbase que a caída de tensión total na liña é do 3,12%, lonxe do 5% marcado como máximo. Por tanto queda comprobado que as seccións elixidas cumpren co criterio de caída de tensión máxima establecido.

Como se estudou a alternativa máis desfavorable, pode confirmarse que se cumpre coa restrición de caída de tensión en todas as alternativas de estudo.

3.2.3 Intensidade máxima de cortocircuíto na rede interna

Como último criterio para comprobar que as seccións de cableado elixidas son válidas calcularanse as intensidades de cortocircuíto. Para non estenderse demasiado nos cálculos eléctricos, pois o obxectivo deste proxecto é realizar un estudo de viabilidade e non un cálculo exhaustivo do sistema eléctrico do parque, calcularanse

soamente en dous puntos, un pertencente á rede de 30kV, e outro á liña de 220kV (este último calcularase no apartado correspondente á liña de evacuación).

Para realizar o cálculo de intensidades de cortocircuíto, é preciso coñecer o esquema de impedancias do parque. Na Figura 4 preséntase este esquema para un parque eólico formado por 4 filas de 5 aeroxeradores cada unha, e sinálanse nel os dous puntos onde se van calcular as intensidades de cortocircuíto. Para as tres alternativas restantes o esquema será moi semellante, variando unicamente o número de filas ou o número de aeroxeradores por fila. Os puntos onde se calcula o cortocircuíto situaranse do mesmo xeito en todas as alternativas.

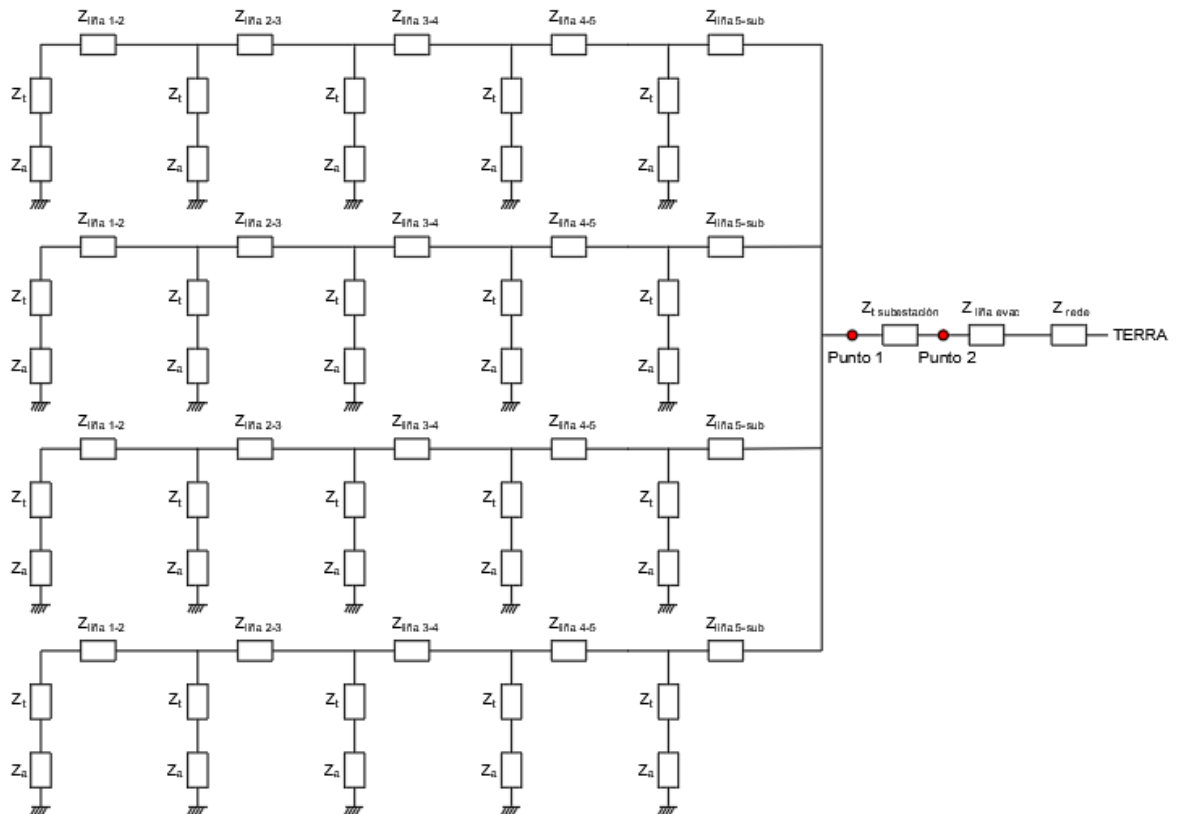


Figura 4. Esquema eléctrico de impedancias. Elaboración propia

Lenda esquema eléctrico de impedancias:

$Z_t \rightarrow$ impedancia de cortocircuíto do transformador do aeroxerador

$Z_a \rightarrow$ impedancia de cortocircuíto do aeroxerador

$Z_{liña\ n-(n+1)} \rightarrow$ impedancia de cada tramo de liña

$Z_{t\ subestación} \rightarrow$ impedancia de cortocircuíto do transformador da subestación offshore

$Z_{liña\ evac} \rightarrow$ impedancia liña evacuación

$Z_{rede} \rightarrow$ impedancia de entrada á rede eléctrica

Para o cálculo de intensidades de cortocircuíto en sistemas con máis dun nivel de tensión é preciso expresar todas as magnitudes do circuíto nos seus valores por unidade. Para iso, divídese a magnitude real entre a magnitude base correspondente.

As magnitudes empregadas como magnitudes base son catro: a potencia base (P_b), expresada en MVA; a tensión base (V_b), expresado en kV; a intensidade base (I_b), expresada en A; e a impedancia base (Z_b), expresada en Ω .

Todas estas magnitudes están relacionadas entre si. Por tanto, establécese unha tensión e unha potencia base e a partir dos seus valores calcúlanse as dúas magnitudes restantes.

O valor de potencia base é único, e neste caso establécese en 100 MVA. A tensión base cambiará en función da tensión de cada zona, sendo o seu valor de 30kV e 0,69 kV.

Pola súa parte, a impedancia base virá dada pola seguinte expresión:

$$Z_b = \frac{V_b^2}{P_b} \quad (7)$$

Onde

Z_b é a impedancia base (Ω)

V_b é a tensión base (kV)

P_b é a potencia base (MVA)

Aplicando a ecuación (7) obtense un valor para a impedancia base de 9 Ω para as liñas (zona de 30 kV) e de 0,0048 Ω para o aeroxerador (zona de 0,69kV).

Neste apartado vaise estudar o cortocircuíto no punto 1, situado antes da subestación offshore, deixando o punto 2, correspondente ao embarrado de alta da subestación, para o apartado relativo á liña de evacuación.

Para o cálculo da intensidade de cortocircuíto é preciso reducir o circuíto ao seu equivalente de Thevenin no punto 1. Para iso expresaranse todas as impedancias en valores por unidade.

O valor da Z de Thevenin calcúlase a través da expresión:

$$Z_{Th \text{ punto } 1} = Z_{parque} \parallel (Z_{t \text{ subestación}} + Z_{liña \text{ evac}} + Z_{rede}) \quad (8)$$

Para aplicar a ecuación (8) precisamos coñecer o valor da impedancia do parque, que se obtén como a suma en paralelo das impedancias das diferentes filas de aeroxeradores. A impedancia do parque presenta un valor diferente para cada unha das catro alternativas de estudo, pois dependerá tanto do número de filas como do número de aeroxeradores por fila. Nas seguintes ecuacións desenvolverase a expresión que adopta a impedancia total do parque para o caso de 4 filas de 5 aeroxeradores cada unha. Aínda que se van a realizar os cálculos para as catro alternativas, considérase que carece de interese desenvolver as ecuacións para os tres casos restantes, pois as expresións obtidas serán moi similares e poden deducirse facilmente a partir das indicadas. Deste xeito, a impedancia total para un parque constituído por catro filas pode expresarse como:

$$Z_{parque} = Z_{fila \ 1} \parallel Z_{fila \ 2} \parallel Z_{fila \ 3} \parallel Z_{fila \ 4} \quad (9)$$

Á súa vez, para determinar a impedancia de cada unha das filas (considerando filas formadas por 5 aeroxeradores) aplícase a expresión:

$$Z_{fila} = \left(\left(\left(\left(\left(\left(\left(Z_{a+t} + Z_{liña\ 1-2} \right) \parallel Z_{a+t} \right) + Z_{liña\ 2-3} \right) \parallel Z_{a+t} \right) + Z_{liña\ 3-4} \right) \parallel Z_{a+t} \right) + Z_{liña\ 4-5} \right) \parallel Z_{a+t} \right) + Z_{liña\ 5-sub} \quad (10)$$

Onde

$Z_{liña\ n-(n+1)}$ é a impedancia de cada tramo de liña (valores por unidade)

Z_{a+t} é a suma de impedancias do aeroxerador e o seu transformador (valores por unidade):

$$Z_{a+t} = Z_a + Z_t \quad (11)$$

As impedancias que interveñen no cálculo da impedancia total de fila son iguais para todas as filas de aeroxeradores de cada alternativa, a excepción da correspondente ao tramo que une o último aeroxerador da fila coa subestación, pois a lonxitude do cable é maior canto máis afastada está a fila da subestación.

Nas táboas seguintes, recóllense os valores que presentan estas impedancias para cada unha das alternativas de estudo, diferenciando en cada caso o valor do último tramo en función da fila considerada.

Táboa 10. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 4 filas de 5 aeroxeradores cada unha (100 MW)

Tramo	Lonxitude (km)	X (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)	Z (Ω/km)	Z (Ω)	Z (valor por unidade)
1 → 2	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
2 → 3	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
3 → 4	0,64	0,13195	0,33735	0,38072	0,2437	0,02707
4 → 5	0,64	0,12252	0,21882	0,25909	0,1658	0,01842
5 → subestación (filas 1 e 4)	1,664	0,11310	0,13494	0,17211	0,2864	0,03182
5 → subestación (filas 2 e 3)	0,82				0,1410	0,01567

Táboa 11. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 5 filas de 4 aerogeradores cada unha (100 MW)

Tramo	Lonxitude (km)	X (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)	Z (Ω/km)	Z (Ω)	Z (valor por unidade)
1 \rightarrow 2	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
2 \rightarrow 3	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
3 \rightarrow 4	0,64	0,13195	0,33735	0,38072	0,2437	0,02707
4 \rightarrow subestación (filas 1 e 5)	2,146	0,12252	0,21882	0,25909	0,5559	0,06177
4 \rightarrow subestación (filas 2 e 4)	1,208				0,3129	0,03476
4 \rightarrow subestación (fila 3)	0,640				0,1658	0,01842

Táboa 12. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 7 filas de 4 aerogeradores cada unha (140 MW)

Tramo	Lonxitude (km)	X (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)	Z (Ω/km)	Z (Ω)	Z (valor por unidade)
1 \rightarrow 2	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
2 \rightarrow 3	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
3 \rightarrow 4	0,64	0,13195	0,33735	0,38072	0,2437	0,02707
4 \rightarrow subestación (filas 1 e 7)	3,138	0,12252	0,21882	0,25909	0,8130	0,09034
4 \rightarrow subestación (filas 2 e 6)	2,146				0,5559	0,06177
4 \rightarrow subestación (filas 3 e 5)	1,208				0,3129	0,03476
4 \rightarrow subestación (filas 4)	0,640				0,1658	0,01842

Táboa 13. Impedancias dos distintos tramos de liña para un parque de 8 filas de 5 aerogeradores cada unha (200 MW)

Tramo	Lonxitude (km)	X (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)	Z (Ω/km)	Z (Ω)	Z (valor por unidade)
1 \rightarrow 2	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
2 \rightarrow 3	0,64	0,13823	0,42612	0,47155	0,3018	0,03353
3 \rightarrow 4	0,64	0,13195	0,33735	0,38072	0,2437	0,02707
4 \rightarrow 5	0,64	0,12252	0,21882	0,25909	0,1658	0,01842
5 \rightarrow subestación (filas 1 e 8)	3,641	0,11310	0,13494	0,17211	0,6266	0,06962
5 \rightarrow subestación (filas 2 e 7)	2,639				0,4542	0,05046
5 \rightarrow subestación (filas 3 e 6)	1,664				0,2864	0,03182
5 \rightarrow subestación (filas 4 e 5)	0,820				0,1411	0,01567

Na Táboa 14 recóllense as impedancias en valores por unidade do aeroxerador e o seu transformador, así como as da subestación offshore, a liña de evacuación e a rede á que se verte a enerxía producida.

Táboa 14. Impedancias dos distintos elementos que compoñen o circuíto

	Z (valor por unidade)
Aeroxerador	2,1004
Transformador aeroxerador	4,5369
Subestación	0,3178
Liña evacuación (*)	0,0039
Rede	0,0055

(*) Como a impedancia da liña de evacuación depende da lonxitude da mesma, considérase o valor medio das lonxitudes correspondentes ás distintas localizacións estudadas. Esta simplificación non é significativa a efectos do resultado final.

Finalmente, na Táboa 15 recóllense os resultados de aplicar as ecuacións (8), (9), (10) e (11), a través das cales se chega ao valor da impedancia de Thevenin no punto estudado. Todas as impedancias están expresadas en valores por unidade.

Táboa 15. Valores das impedancias para as catro alternativas de estudo

	4 filas de 5 aeroxeradores (100 MW)	5 filas de 4 aeroxeradores (100 MW)	7 filas de 4 aeroxeradores (140 MW)	8 filas de 5 aeroxeradores (200 MW)
Z fila 1 (p.u.)	1,38725	1,74661	1,77518	1,42506
Z fila 2 (p.u.)	1,37111	1,71961	1,74661	1,40590
Z fila 3 (p.u.)	1,37111	1,70327	1,71961	1,38725
Z fila 4 (p.u.)	1,38725	1,71961	1,70327	1,37111
Z fila 5 (p.u.)	----	1,74661	1,71961	1,37111
Z fila 6 (p.u.)	----	----	1,74661	1,38725
Z fila 7 (p.u.)	----	----	1,77518	1,40590
Z fila 8 (p.u.)	----	----	----	1,42506
Z parque (p.u.)	0,34478	0,34539	0,24864	0,17463
Z Thevenin (p.u.)	0,16788	0,16802	0,14128	0,11386

Unha vez obtido o valor da Z de Thevenin pódese calcular a intensidade de cortocircuíto, e posteriormente comprobar se a sección elixida a través dos dous criterios anteriores é suficiente para soportala.

En primeiro lugar calcúlase a potencia de cortocircuíto aplicando a ecuación (12).

$$P_{cortocircuíto} = \frac{S_{base}}{Z_{Th \text{ punto } 1}} \quad (12)$$

Onde

$P_{cortocircuíto}$ é a potencia de cortocircuíto (W)

S_{base} é a potencia que se tomou como base no cálculo dos valores por unidade (VA)

$Z_{Th \text{ punto } 1}$ é a impedancia de Thevenin no punto estudado en valores por unidade

Unha vez obtida a potencia de cortocircuíto, procédese a calcular a correspondente intensidade, aplicando a ecuación (13).

$$I_{cortocircuíto} = \frac{P_{cortocircuíto}}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (13)$$

Onde

$I_{cortocircuíto}$ é a intensidade de cortocircuíto (A)

V é a tensión da liña onde se produce o cortocircuíto (V), neste caso 30000 V.

Como último paso, calcúlase a sección de condutor necesaria para soportar esta intensidade, e compróbase se é inferior ao valor establecido para o tramo de liña que contén o punto analizado. Para calcular a sección necesaria aplícase a ecuación (14).

$$S_{min} = \frac{I_{cortocircuíto}}{k} \cdot \sqrt{t_{cc}} \quad (14)$$

Onde

S_{min} é a sección de condutor requirida para soportar a intensidade de cortocircuíto (mm²)

k é unha constante que depende da natureza do condutor e do illante. Neste caso tomarase un valor de 143.

t_{cc} é o tempo de cortocircuíto. Neste caso tomarase un valor de 2 s.

Os resultados obtidos ao aplicar as ecuacións (12), (13) e (14) ás catro combinacións de aeroxeradores recóllense na Táboa 16, xunto coa sección que fora elixida para o tramo que contén o punto analizado en base aos dous criterios xa aplicados.

Táboa 16. Resultados do cálculo da sección mínima de cortocircuíto

	Potencia de cortocircuíto (W)	Intensidade de cortocircuíto (A)	Sección mínima (mm ²)	Sección elixida (mm ²)
4 filas de 5 aerogeradores (100 MW)	595674404	11463,76	113,37	300
5 filas de 4 aerogeradores (100 MW)	595161138	11453,88	113,27	185
7 filas de 4 aerogeradores (140 MW)	707825933,9	13622,12	134,72	185
8 filas de 5 aerogeradores (200 MW)	878277666	16902,46	167,16	300

Analizando a táboa pode comprobarse que a sección mínima requirida para soportar a intensidade de cortocircuíto é inferior á elixida mediante os criterios de intensidade máxima en réxime permanente e caída máxima de tensión nos catro casos estudados. Polo tanto, mantéñense as seccións que foran seleccionadas.

3.2.4 Resultado do análise efectuado: seccións da rede interna do parque

Unha vez analizadas a intensidade en réxime permanente, a caída de tensión e a intensidade de cortocircuíto, obtense como resultado final a sección de cable necesaria en cada tramo das liñas. Nas táboas seguintes recóllense estes resultados, así como a lonxitude de cada un dos tramos. Ambos datos serán os empregados para determinar o investimento inicial na instalación eléctrica.

Táboa 17. Lonxitude e sección dos tramos de cable para as alternativas de estudo con 5 aerogeradores por fila

Tramo	Lonxitude (km)	Sección (mm ²)
1 → 2	0,64	95
2 → 3	0,64	95
3 → 4	0,64	120
4 → 5	0,64	185
5 → subestación (filas 1 e 4 parque 100 MW)	1,664	300
5 → subestación (filas 2 e 3 parque 100MW)	0,820	
5 → subestación (filas 1 e 8 parque 200 MW)	3,641	
5 → subestación (filas 2 e 7 parque 200 MW)	2,639	
5 → subestación (filas 3 e 6 parque 200 MW)	1,664	
5 → subestación (filas 4 e 5 parque 200 MW)	0,820	

Táboa 18. Lonxitude e sección dos tramos de cable para as alternativas de estudo con 4 aerogeradores por fila

Tramo	Lonxitude (km)	Sección (mm ²)
1 → 2	0,64	95
2 → 3	0,64	95
3 → 4	0,64	120
4 → subestación (filas 1 e 5 parque 100 MW)	2,146	185
4 → subestación (filas 2 e 4 parque 100 MW)	1,208	
4 → subestación (fila 3 parque 100 MW)	0,640	
4 → subestación (filas 1 e 7 parque 140 MW)	3,138	
4 → subestación (filas 2 e 6 parque 140 MW)	2,146	
4 → subestación (filas 3 e 5 parque 140 MW)	1,208	
4 → subestación (fila 4 parque 140 MW)	0,640	

En canto á liña secundaria que une cada aerogador coa liña principal situada no fondo mariño, a súa sección será a mesma para todos os casos. Sen embargo, a súa lonxitude será diferente en función da alternativa de estudo considerada: a lonxitude individual de cada tramo dependerá da profundidade, e a lonxitude total de cableado necesario para as liñas secundarias dependerá da potencia total instalada, que determina o número de aerogeneradores. Os resultados obtidos para as diferentes alternativas recóllense na Táboa 19.

Táboa 19. Sección do cable secundario

Zona	Lonxitude tramo (m)	Potencia total instalada (MW)	Número aerogeneradores	Lonxitude total liña secundaria (m)	Sección (mm ²)
1	363	100	20	7260	95
		140	28	10164	
		200	40	14520	
4	83	100	20	1660	
		140	28	2324	
		200	40	3320	
5	94	100	20	1880	
		140	28	2632	
		200	40	3760	
7	405	100	20	8100	
		140	28	11340	
		200	40	16200	

3.3 Rede de evacuación de 220 KV

Ao igual que no caso da rede interna do parque, determinarase o tipo de cable a empregar así como a sección necesaria. Restrinxiranse os cálculos á parte da liña que une a subestación coa terra, xa que se entende que o cálculo da liña en terra non é obxecto deste proxecto.

Empregarase un cable do mesmo fabricante que no caso da liña de 30kV, ABB, formado tamén por 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE, e con fibra óptica para transmitir información, coa diferenza de que neste caso será o indicado para tensións de entre 100 e 300 kV.

Para calcular a sección do condutor aplicaranse os mesmos criterios que para a rede de 30 kV.

3.3.1 Intensidade máxima en réxime permanente na liña de evacuación

A partir do catálogo do fabricante (pode consultarse no Anexo VI: Catálogos) obtéñense os valores de intensidades máximas admisibles en función da sección para cables XLPE de tres núcleos de cobre con tensións comprendidas entre os 100 e os 300 kV, que se recollen na Táboa 20.

Táboa 20. Intensidades máximas en función da sección para cables submarinos ABB de 100-300kV

Sección (mm ²)	Intensidade máxima (A)
300	530
400	590
500	665
630	715
800	775
1000	825

A intensidade máxima en réxime permanente que debe soportar o cable dependerá da potencia a transportar, e polo tanto non será a mesma para todas as alternativas de estudo.

Aplicando a ecuación (1) para unha tensión de 220 kV, un factor de potencia de 0,95 e o valor de potencia correspondente a cada alternativa, obtense o valor da intensidade máxima en réxime permanente, e contrastando ese resultado coa Táboa 20, determínase a sección necesaria para a liña. Os resultados deste proceso recóllense na Táboa 21.

Táboa 21. Sección segundo o criterio de intensidade máxima admisible

Potencia a transportar (MW)	Intensidade máxima (A)	Sección necesaria (mm ²)	I máx. que soporta a sección (A)
100	276,24	300	530
140	386,74	300	530
200	552,49	400	590

Sen embargo, despois de consultar o catálogo do fabricante, compróbase que non todas as seccións indicadas na Táboa 20 están dispoñibles para todos os niveis de tensión comprendidos entre 100 e 300 kV. A sección de 300 mm², escollida inicialmente, soamente está dispoñible para tensións de 132 kV e de 150 kV. Para tensións maiores, a menor sección dispoñible segundo o catálogo é de 500 mm², que será por tanto o valor elixido.

Táboa 22. Sección elixida entre as dispoñibles no catálogo do fabricante

Potencia a transportar (MW)	Intensidade máxima (A)	Sección elixida dispoñible en catálogo (mm ²)	I máx. que soporta a sección (A)
100	276,24	500	665
140	386,74	500	665
200	552,49	500	665

3.3.1 Caída de tensión máxima na liña de evacuación

Do mesmo xeito que no apartado “3.2.2 Caída de tensión máxima na rede interna”, aplícase a ecuación (3) para determinar o valor da caída de tensión, e compróbase que non supere o 5% establecido como límite.

A caída de tensión é directamente proporcional á lonxitude do cable. Polo tanto o seu valor será distinto para cada unha das localizacións estudadas, sendo maior para aquelas máis afastadas da costa. Ademais, depende da potencia a transportar polo cable, de xeito que tamén variará en función do número de aeroxeradores que constitúan o parque.

As demais magnitudes que interveñen no cálculo son independentes da alternativa estudada. A Táboa 23 recolle os datos necesarios para o cálculo así como os resultados de caída de tensión na liña de evacuación.

Táboa 23. Caída de tensión na liña de 220kV en función da localización

Zona	Lonxitude da liña (km)	Potencia (MW)	X (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)	ΔV (V)	ΔV (%)
1	19,5	100	0,1351	0,0810	1111,2	0,51
		140			1555,7	0,71
		200			2222,4	1,01
4	12,3	100	0,1351	0,0810	700,9	0,32
		140			981,3	0,45
		200			1401,8	0,64
5	9,6	100	0,1351	0,0810	547,0	0,25
		140			765,9	0,35
		200			1094,1	0,50
7	18,6	100	0,1351	0,0810	1059,9	0,48
		140			1483,9	0,67
		200			2119,8	0,96

Queda comprobado que incluso para a situación máis desfavorable, que se corresponde co parque de 200 MW situado na zona 1, que é a máis afastada da costa, a caída de tensión é claramente inferior ao 5% establecido como máximo.

3.3.2 Intensidade máxima de cortocircuíto na liña de evacuación

Aplicarase o mesmo procedemento e as mesmas ecuacións que no apartado equivalente correspondente á rede de 30kV. Neste caso a intensidade de cortocircuíto calcularase no punto 2 (ver Figura 4), de xeito que a única ecuación que varía con respecto a dito apartado é a que determina o valor da Z de Thevenin.

$$Z_{Th \text{ punto } 2} = (Z_{parque} + Z_{t \text{ subestación}}) || (Z_{liña \text{ evac}} + Z_{rede}) \quad (15)$$

Os valores das impedancias que interveñen na ecuación (15) xa foron calculados anteriormente, e recóllense na Táboa 24, así como o resultado da propia ecuación. Todas as impedancias presentadas están expresadas en valores por unidade.

Táboa 24. Datos e resultado da Z de Thevenin no punto 2 (valores por unidade)

Alternativa de estudo	Z subestación	Z liña evacuación	Z rede	Z parque	Z Thevenin punto 2
4 filas de 5 aerogeradores (100 MW)	0,3178	0,00389*	0,0055	0,34478	0,0092542
5 filas de 4 aerogeradores (100 MW)				0,34539	0,0092543
7 filas de 4 aerogeradores (140 MW)				0,2486	0,0092323
8 filas de 5 aerogeradores (200 MW)				0,17463	0,0092097

(*) Do mesmo xeito que no apartado da rede interna, para o cálculo da impedancia da liña de evacuación considerárase un valor medio de lonxitude entre as catro localizacións estudadas, pois esta simplificación non ten efectos significativos sobre o resultado final

A partir do valor obtido para a Z de Thevenin, calcúlase a potencia e a intensidade de cortocircuíto, aplicando as ecuacións (12) e (13). A sección necesaria para soportar esa intensidade virá dada pola ecuación (14). Os resultados de todos estes cálculos preséntanse na Táboa 25.

Táboa 25. Intensidade de cortocircuíto e sección mínima capaz de soportala

Alternativa de estudo	Intensidade cortocircuíto (A)	Sección mínima (mm ²)
4 filas de 5 aerogeradores (100 MW)	28358,14	280,45
5 filas de 4 aerogeradores (100 MW)	28357,78	280,45
7 filas de 4 aerogeradores (140 MW)	28425,37	281,16
8 filas de 5 aerogeradores (200 MW)	28495,00	281,80

O valor de sección mínima necesaria para soportar o cortocircuíto é inferior ao establecido seguindo os dous criterios anteriormente estudados (500 mm²), por tanto mantense a sección elixida.

3.3.3 Resultado do análise efectuado: sección da liña de evacuación de 220kV

Despois de analizar cal é a sección máis axeitada para a liña de evacuación chégase aos seguintes resultados:

Táboa 26. Lonxitude e sección da liña de evacuación

Zona	Lonxitude da liña (km)	Sección (mm²)
1	19,5	500
4	12,3	
5	9,6	
7	18,6	

4 PERDAS DE POTENCIA NAS LIÑAS

No relativo ás perdas de potencia nas liñas non existe un límite a respectar. Sen embargo, por motivos económicos, buscarase sempre que estas sexan o máis baixas posible.

O valor porcentual das perdas de potencia nas liñas terase en conta para determinar a porcentaxe de perdas eléctricas totais que se emprega para calcular a enerxía neta producida polo parque a partir dos resultados de enerxía bruta, aínda que nesas perdas eléctricas totais haberá que incluír tamén as que se producen noutros elementos, como por exemplo os transformadores.

As perdas de potencia provocadas polo efecto Joule calcúlanse a través da seguinte expresión:

$$Perdas = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot L \quad (16)$$

Onde

R é a resistencia da liña (Ω/Km)

I é a intensidade en réxime permanente (A)

L é a lonxitude da liña (km)

Como pode observarse, as perdas son directamente proporcionais ao cadrado da intensidade que circula polo cable, á súa resistencia e á súa lonxitude.

Calcularanse por separado as perdas de potencia na liña principal e nas liñas secundarias do cableado interno, así como as perdas na liña de evacuación.

4.1 Perdas de potencia no cableado interno do parque

No que respecta ás liñas secundarias da rede interna (as que unen cada aeroxerador coa liña principal), as perdas de potencia dependerán da localización estudada, pois a lonxitude destas liñas depende da profundidade existente. O valor das perdas en termos absolutos dependerá tamén da potencia total instalada. Sen embargo, as perdas porcentuais serán independentes de dita magnitude. Os datos empregados para realizar os cálculos así como resultados obtidos recóllense nas táboas 27 e 28.

Táboa 27. Sección, intensidade e resistencia das liñas secundarias da rede interna

Sección (mm ²)	Intensidade (A)	Resistencia a 90 °C (ohm/km)
95	101,3	0,4261231

Táboa 28. Perdas de potencia nas liñas secundarias da rede interna

Zona	Lonxitude tramo (km)	Número aeroxeradores	Lonxitude total liñas secundarias (km)	Perdas potencia (W)	Perdas potencia (%)
1	0,363	20	7,260	95238,3	0,095
		28	10,164	133333,7	
		40	14,52	190476,7	
4	0,083	20	1,660	21776,3	0,022
		28	2,324	30486,8	
		40	3,320	43552,5	
5	0,094	20	1,880	24662,3	0,025
		28	2,632	34527,2	
		40	3,760	49324,5	
7	0,405	20	8,100	106257,7	0,106
		28	11,34	148760,7	
		40	16,200	212515,3	

No caso da liña principal da rede interna (a que se sitúa sobre o fondo mariño formando unha configuración en cadea), a perda de potencia será independente da localización estudada, pero variará en función do número de aeroxeradores e da súa disposición. Na Táboa 29 recóllense os valores de perda de potencia por tramos para as alternativas con 5 aeroxeradores por fila, e na Táboa 30 os correspondentes ás alternativas con 4 aeroxeradores por fila.

Táboa 29. Perdas de potencia nos tramos da liña principal da rede interna para parques con 5 aeroxeradores por fila

Tramo	Lonxitude (km)	Sección (mm ²)	I (A)	R (Ω/km)	Perdas (W)
1 → 2	0,64	95	101,29	0,426123	8393,9
2 → 3	0,64	95	202,58	0,426123	33575,7
3 → 4	0,64	120	303,87	0,337347	59806,8
4 → 5	0,64	185	405,16	0,218820	68966,3
5 → subestación (filas 1 e 4 parque 100 MW)	1,664	300	506,45	0,134939	172775,1
5 → subestación (filas 2 e 3 parque 100MW)	0,820				85100,0
5 → subestación (filas 1 e 8 parque 200 MW)	3,641	300	506,45	0,134939	378049,3
5 → subestación (filas 2 e 7 parque 200 MW)	2,639				274010,5
5 → subestación (filas 3 e 6 parque 200 MW)	1,664				172775,1
5 → subestación (filas 4 e 5 parque 200 MW)	0,820				85141,6

Táboa 30. Perdas de potencia nos tramos da liña principal da rede interna para parques con 4 aerogeradores por fila

Tramo	Lonxitude (km)	Sección (mm ²)	I (A)	R (Ω/km)	Perdas (W)
1 → 2	0,64	95	101,29	0,426123	8393,9
2 → 3	0,64	95	202,58	0,426123	33575,7
3 → 4	0,64	120	303,87	0,337347	59806,8
4 → subestación (filas 1 e 5 parque 100 MW)	2,146	185	405,16	0,218820	231252,8
4 → subestación (filas 2 e 4 parque 100 MW)	1,208				130174,0
4 → subestación (fila 3 parque 100 MW)	0,640				68966,3
4 → subestación (filas 1 e 7 parque 140 MW)	3,138	185	405,16	0,218820	338150,6
4 → subestación (filas 2 e 6 parque 140 MW)	2,146				231252,8
4 → subestación (filas 3 e 5 parque 140 MW)	1,208				130174,0
4 → subestación (filas 4 parque 140 MW)	0,640				68966,3

A partir dos valores obtidos, calcúlase a perda de potencia total nas liñas principais do cableado interno para cada unha das 4 alternativas dadas pola cantidade e distribución de aerogeradores.

Táboa 31. Perda de potencia total nas liñas principais da rede interna

Alternativa de estudo	Perda potencia (W)	Perda potencia (%)
4 filas de 5 aerogeradores (100 MW)	1198721	1,199%
5 filas de 4 aerogeradores (100 MW)	1300702	1,301%
7 filas de 4 aerogeradores (140 MW)	2180556	1,558%
8 filas de 5 aerogeradores (200 MW)	3185895	1,593%

Tal e como pode observarse nos resultados mostrados, en termos porcentuais, as perdas de potencia nos cables secundarios da rede interna do parque dependen soamente da localización, e as do cableado principal dependen soamente do número e disposición dos aeroxeradores. Para determinar as perdas totais de potencia na rede interna, constrúese unha nova táboa a partir destes resultados, na cal se recollen as 16 alternativas posibles.

Táboa 32. Perdas de potencia totais nas liñas internas do parque expresadas en %

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aeroxeradores (100 MW)	1,294%	1,220%	1,223%	1,305%
5 filas de 4 aeroxeradores (100 MW)	1,396%	1,322%	1,325%	1,407%
7 filas de 4 aeroxeradores (140 MW)	1,653%	1,579%	1,582%	1,664%
8 filas de 5 aeroxeradores (200 MW)	1,688%	1,615%	1,618%	1,699%

4.2 Perdas de potencia na liña de evacuación

En canto á liña de evacuación, ao ser as perdas de potencia directamente proporcionais á lonxitude da mesma, o valor destas perdas variará en función da localización estudada. Ademais, a intensidade que circula pola liña varía coa potencia a transportar, polo que as perdas de potencia na liña de evacuación tamén dependerán da potencia total do parque.

Nas táboas seguintes recóllense os datos necesarios para aplicar a ecuación (16), así como os resultados de perdas de potencia obtidos, para os casos de 100 MW, 140 MW e 200 MW de potencia total.

Táboa 33. Perdas de potencia na liña de evacuación para as alternativas de 100 MW de potencia total

Zona	Lonxitude (km)	Sección (mm ²)	Intensidade (A)	R 90 °C (ohm/km)	Perdas (W)	Perdas (%)
1	19,5	500	276,24	0,08096	361435,4	0,361
4	12,3				227982,4	0,228
5	9,6				177937,4	0,178
7	18,6				344753,8	0,345

Táboa 34. Perdas de potencia na liña de evacuación para as alternativas de 140 MW de potencia total

Zona	Lonxitude (km)	Sección (mm ²)	Intensidade (A)	R 90 °C (ohm/km)	Perdas (W)	Perdas (%)
1	19,5	500	386,74	0,08096	708406,8	0,506
4	12,3				446841,2	0,319
5	9,6				348754,1	0,249
7	18,6				675711,1	0,483

Táboa 35. Perdas de potencia na liña de evacuación para as alternativas de 200 MW de potencia total

Zona	Lonxitude (km)	Sección (mm ²)	Intensidade (A)	R 90 °C (ohm/km)	Perdas (W)	Perdas (%)
1	19,5	500	552,49	0,08096	1445750,7	0,723
4	12,3				911935,0	0,456
5	9,6				711754,2	0,356
7	18,6				1379023,7	0,690

4.3 Perdas de potencia totais

As perdas de potencia totais obtéñense como a suma das perdas na rede interna máis as perdas na liña de evacuación. O seu valor será diferente para cada unha das 16 alternativas estudadas.

Táboa 36. Valor total das perdas de potencia nas liñas expresado en %

	Zona 1	Zona 4	Zona 5	Zona 7
4 filas de 5 aeroxeradores (100 MW)	1,655%	1,448%	1,401%	1,650%
5 filas de 4 aeroxeradores (100 MW)	1,757%	1,550%	1,503%	1,752%
7 filas de 4 aeroxeradores (140 MW)	2,159%	1,898%	1,831%	2,146%
8 filas de 5 aeroxeradores (200 MW)	2,411%	2,071%	1,973%	2,389%

5 CONCLUSIONES

A partir de todo o exposto neste anexo, obtéñense os datos necesarios para calcular a inversión inicial no cableado do parque. O valor das seccións de condutor a empregar en cada tramo indícase na Táboa 37 para as alternativas con 5 aeroxeradores por fila e na Táboa 38 para as alternativas con 4 aeroxeradores por fila. As lonxitudes de cada tramo poden consultarse nas táboas de resultados dos apartados correspondentes (“3.2.4 Resultado do análise efectuado: seccións da rede interna do parque” e “3.3.4 Resultado do análise efectuado: sección da liña de evacuación de 220kV”).

Táboa 37. Seccións dos tramos de cable alternativas con 5 aeroxeradores por fila

Tramo	Sección (mm ²)
1 → 2	95
2 → 3	95
3 → 4	120
4 → 5	185
5 → subestación	300
Liña de evacuación	500

Táboa 38. Seccións dos tramos de cable alternativas con 4 aeroxeradores por fila

Tramo	Sección (mm ²)
1 → 2	95
2 → 3	95
3 → 4	120
4 → subestación	185
Liña de evacuación	500

O cable empregado en todos os casos é un cable submarino do fabricante ABB, formado por 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE (polietileno reticulado) e que inclúe tamén fibra óptica para transmitir información.

En canto ás perdas de potencia, oscilarán, en función da alternativa considerada, entre un 1,40% e un 2,41% da potencia total instalada.

Ferrol, xuño de 2018

Fdo.: Lucía Feijoo Díaz



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018

*VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE*

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

Anexo V

RESUMO DOS PRESUPOSTOS

ÍNDICE DE CONTIDOS

1 OBXECTIVO	5
2 RESUMO DO PRESUPOSTO DAS 16 ALTERNATIVAS.....	6
2.1 Alternativa 1	6
2.2 Alternativa 2	6
2.3 Alternativa 3	7
2.4 Alternativa 4	7
2.5 Alternativa 5	8
2.6 Alternativa 6	8
2.7 Alternativa 7	9
2.8 Alternativa 8	9
2.9 Alternativa 9	10
2.10 Alternativa 10	10
2.11 Alternativa 11	11
2.12 Alternativa 12	11
2.13 Alternativa 13	12
2.14 Alternativa 14	12
2.15 Alternativa 15	13
2.16 Alternativa 16	13

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Alternativas de estudo. Elaboración propia.....	5
---	---

1 OBXECTIVO

O obxectivo deste anexo é recoller un resumo dos presupostos calculados para as 16 alternativas de estudo analizadas.

Na Figura 1 móstrase un esquema das distintas alternativas, indicando a zona na que se sitúan, a potencia instalada e o número e distribución de aerogeradores.

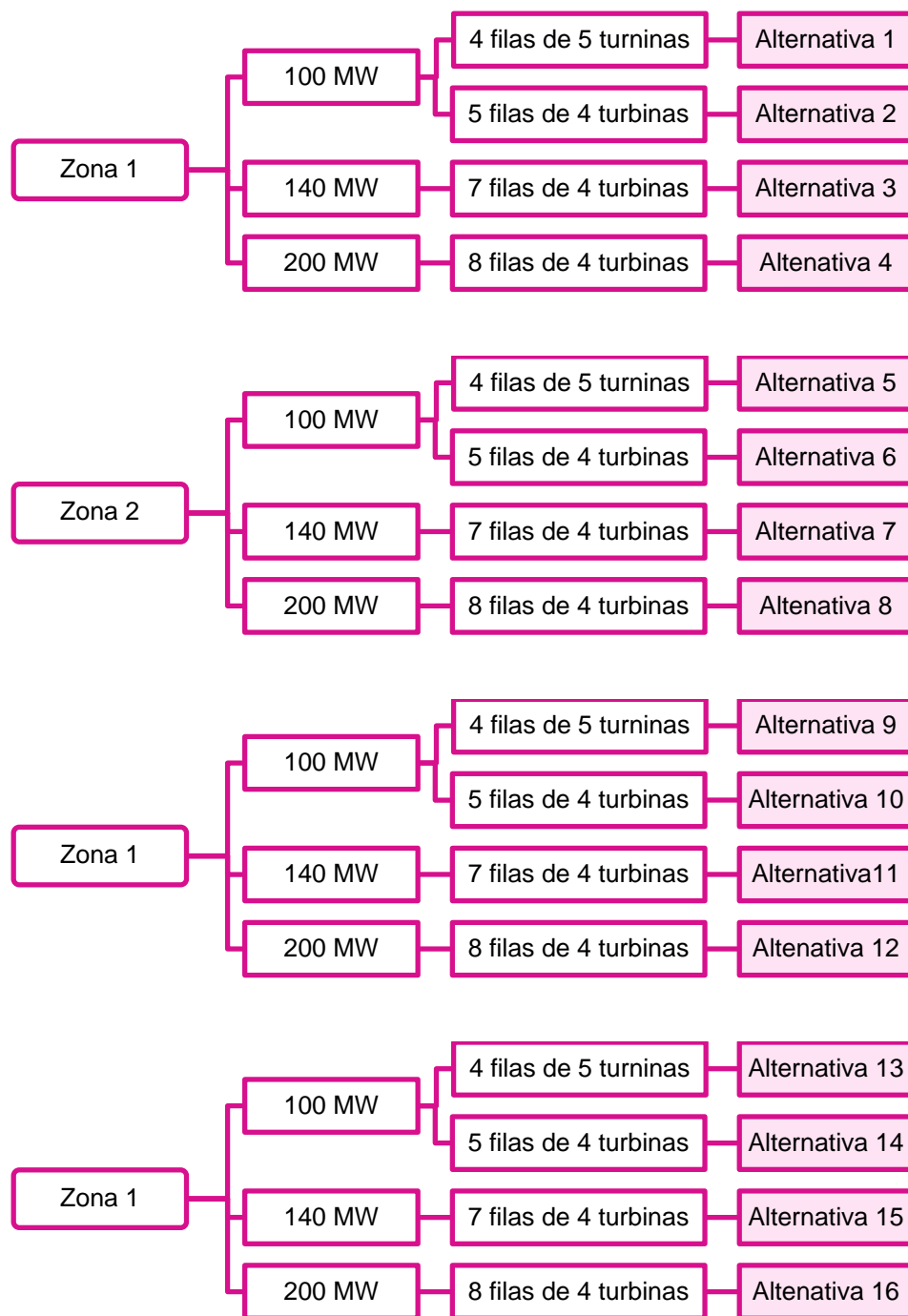


Figura 1. Alternativas de estudo. Elaboración propia

2 RESUMO DO PRESUPOSTO DAS 16 ALTERNATIVAS

2.1 Alternativa 1

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	5.853.700,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.881.772,80 €
Infraestrutura eléctrica	29.941.720,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	7.856.601,10 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	276.284.308,58 €
13 % de Gastos Xerais	35.916.960,12 €
6 % de Beneficio Industrial	16.577.058,52 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	328.778.327,21 €
21% IVE	69.043.448,72 €
IMPORTE DE CONTRATA	397.821.775,93 €

2.2 Alternativa 2

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	7.769.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.376.569,60 €
Infraestrutura eléctrica	39.799.026,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.535.164,87 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	293.040.660,47 €
13 % de Gastos Xerais	38.095.285,86 €
6 % de Beneficio Industrial	17.582.439,63 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	348.718.385,96 €
21% IVE	73.230.861,05 €
IMPORTE DE CONTRATA	421.949.247,01 €

2.3 Alternativa 3

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	9.448.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	25.727.197,44 €
Infraestrutura eléctrica	41.569.079,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	11.382.755,29 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	390.807.931,73 €
13 % de Gastos Xerais	50.805.031,13 €
6 % de Beneficio Industrial	23.448.475,90 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	465.061.438,76 €
21% IVE	97.662.902,14 €
IMPORTE DE CONTRATA	562.724.340,90 €

2.4 Alternativa 4

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	11.755.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	36.753.139,20 €
Infraestrutura eléctrica	45.693.590,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	15.691.878,88 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	538.754.508,08 €
13 % de Gastos Xerais	70.038.086,05 €
6 % de Beneficio Industrial	32.325.270,48 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	641.117.864,61 €
21% IVE	134.634.751,57 €
IMPORTE DE CONTRATA	775.752.616,18 €

2.5 Alternativa 5

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.780.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.526.342,40 €
Infraestrutura eléctrica	31.615.535,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.174.483,32 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	280.657.260,72 €
13 % de Gastos Xerais	36.485.443,89 €
6 % de Beneficio Industrial	16.839.435,64 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	333.982.140,26 €
21% IVE	70.136.249,45 €
IMPORTE DE CONTRATA	404.118.389,71 €

2.6 Alternativa 6

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.867.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.526.342,40 €
Infraestrutura eléctrica	31.229.626,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.165.516,05 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	280.349.384,45 €
13 % de Gastos Xerais	36.445.419,98 €
6 % de Beneficio Industrial	16.820.963,07 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	333.615.767,50 €
21% IVE	70.059.311,17 €
IMPORTE DE CONTRATA	403.675.078,67 €

2.7 Alternativa 7

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	10.174.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.936.879,36 €
Infraestrutura eléctrica	32.797.519,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	10.937.678,95 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	375.526.977,31 €
13 % de Gastos Xerais	48.818.507,05 €
6 % de Beneficio Industrial	22.531.618,64 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	446.877.103,00 €
21% IVE	93.844.191,63 €
IMPORTE DE CONTRATA	540.721.294,63 €

2.8 Alternativa 8

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	11.923.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	27.052.684,80 €
Infraestrutura eléctrica	36.618.790,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	15.133.661,24 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	519.589.036,04 €
13 % de Gastos Xerais	67.546.574,69 €
6 % de Beneficio Industrial	31.175.342,16 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	618.310.952,89 €
21% IVE	129.845.300,11 €
IMPORTE DE CONTRATA	748.156.253,00 €

2.9 Alternativa 9

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	6.496.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumervixibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.881.772,80 €
Infraestrutura eléctrica	28.611.390,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.026.501,88 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	275.576.564,68 €
13 % de Gastos Xerais	35.824.953,41 €
6 % de Beneficio Industrial	16.534.593,88 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	327.936.111,97 €
21% IVE	68.866.583,51 €
IMPORTE DE CONTRATA	396.802.695,49 €

2.10 Alternativa 10

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	6.583.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumervixibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.881.772,80 €
Infraestrutura eléctrica	28.225.481,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.017.534,61 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	275.268.688,41 €
13 % de Gastos Xerais	35.784.929,49 €
6 % de Beneficio Industrial	16.516.121,30 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	327.569.739,21 €
21% IVE	68.789.645,23 €
IMPORTE DE CONTRATA	396.359.384,45 €

2.11 Alternativa 11

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	7.895.300,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	19.434.481,92 €
Infraestrutura eléctrica	29.801.316,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	10.794.332,94 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	370.605.430,86 €
13 % de Gastos Xerais	48.178.706,01 €
6 % de Beneficio Industrial	22.236.325,85 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	441.020.462,72 €
21% IVE	92.614.297,17 €
IMPORTE DE CONTRATA	533.634.759,89 €

2.12 Alternativa 12

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	9.650.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	27.763.545,60 €
Infraestrutura eléctrica	33.634.500,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	14.997.268,37 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	514.906.213,97 €
13 % de Gastos Xerais	66.937.807,82 €
6 % de Beneficio Industrial	30.894.372,84 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	612.738.394,62 €
21% IVE	128.675.062,87 €
IMPORTE DE CONTRATA	741.413.457,49 €

2.13 Alternativa 13

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.867.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumervixibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.690.067,20 €
Infraestrutura eléctrica	39.252.745,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.561.121,37 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	293.931.833,57 €
13 % de Gastos Xerais	38.211.138,36 €
6 % de Beneficio Industrial	17.635.910,01 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	349.778.881,94 €
21% IVE	73.453.565,21 €
IMPORTE DE CONTRATA	423.232.447,15 €

2.14 Alternativa 14

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.954.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumervixibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.690.067,20 €
Infraestrutura eléctrica	38.866.836,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.552.154,10 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	293.623.957,30 €
13 % de Gastos Xerais	38.171.114,45 €
6 % de Beneficio Industrial	17.617.437,44 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	349.412.509,18 €
21% IVE	73.376.626,93 €
IMPORTE DE CONTRATA	422.789.136,11 €

2.15 Alternativa 15

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	10.650.700,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	26.166.094,08 €
Infraestrutura eléctrica	40.667.213,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	11.404.920,21 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	391.568.927,29 €
13 % de Gastos Xerais	50.903.960,55 €
6 % de Beneficio Industrial	23.494.135,64 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	465.967.023,48 €
21% IVE	97.853.074,93 €
IMPORTE DE CONTRATA	563.820.098,41 €

2.16 Alternativa 16

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	12.982.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	37.380.134,40 €
Infraestrutura eléctrica	44.837.210,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	15.721.807,33 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	539.782.051,73 €
13 % de Gastos Xerais	70.171.666,73 €
6 % de Beneficio Industrial	32.386.923,10 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	642.340.641,56 €
21% IVE	134.891.534,73 €
IMPORTE DE CONTRATA	777.232.176,29 €

Ferrol, xuño de 2018

Fdo.: Lucía Feijoo Díaz

Escola Politécnica Superior

TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018

*VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE*

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

Anexo VI

CATÁLOGOS

ÍNDICE DE CONTIDOS

Catálogo XLPE Submarine Cable Systems ABB



XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide

Rev 5

CONTENT

XLPE Submarine Cable Systems

- Current rating for XLPE submarine cable systems 3
 - Current rating for three-core cables 3
 - Current rating for single-core cables 4
- Technical data for XLPE submarine cable systems..... 5
 - Single-core cables with lead sheath 5
 - Three-core cables with copper wire screen 6
 - Three-core cables with lead sheath..... 7

To make sure you have the latest version of this brochure,
have a look at www.abb.com/cables

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour



Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure "XLPE Land Cable Systems - User's guide".

Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Current rating for single-core submarine cables

Table 35

Cross section Cu conductor	Rated voltage 10 - 90 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Table 36

Cross section Cu conductor	Rated voltage 100 - 420 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Note 1: Calculations were performed assuming single layer of 5 mm copper armour wire.

Note 2: Aluminium cables (conductor made of aluminum and armouring made of aluminium alloy) will have a rating of 75 to 80 % for the same conductor area.

Note 3: The rating data given in the above tables should be regarded as indicative only.

Note 4: Cross sections larger than 1000 mm² can be offered on request.

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Single-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance ● ● ●
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	mH/km

Table 37

Single-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	111.0	19.1	29.3	0.14	5.8	1.42
630	29.8	23.0	79.2	3.0	112.8	20.0	31.2	0.16	6.4	1.40
800	33.7	23.0	83.1	3.1	117.5	21.9	34.5	0.17	6.9	1.37
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	121.9	23.5	37.7	0.19	7.4	1.35
1200	41.2	23.0	90.6	3.1	125.2	24.8	40.4	0.20	7.8	1.33
1400	44.4	23.0	93.8	3.1	128.6	26.1	43.2	0.21	8.2	1.32
1600	47.4	23.0	96.8	3.1	131.8	27.5	46.0	0.22	8.6	1.31

Table 38

Single-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	3.0	115.2	20.5	31.1	0.14	6.8	1.42
630	29.8	24.0	81.2	3.0	114.8	20.6	31.8	0.16	7.7	1.40
800	33.7	24.0	85.1	3.1	119.5	22.5	35.2	0.17	8.3	1.37
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	123.9	24.1	38.4	0.18	9.0	1.35
1200	41.2	24.0	92.6	3.1	127.4	25.5	41.6	0.19	9.5	1.33
1400	44.4	24.0	95.8	3.1	130.6	26.8	44.4	0.20	10.0	1.32
1600	47.4	24.0	98.8	3.1	133.8	28.1	47.2	0.21	10.4	1.31

Table 39

Single-core cables, nominal voltage 330 kV (Um = 362 kV)										
630	29.8	28.0	89.2	3.1	123.4	23.3	35.2	0.14	8.8	1.40
800	33.7	27.0	91.1	3.1	125.9	24.3	37.5	0.15	9.7	1.37
1000	37.9	26.0	93.3	3.1	128.1	25.3	39.9	0.17	10.7	1.35
1200	41.2	25.0	94.6	3.1	129.4	26.1	42.0	0.18	11.1	1.33
1400	44.4	25.0	97.8	3.1	132.8	27.4	44.9	0.19	11.6	1.32
1600	47.4	25.0	100.8	3.1	135.8	28.7	47.7	0.20	12.1	1.31

Table 40

Single-core cables, nominal voltage 400 kV (Um = 420 kV)										
630	29.8	32.0	98.2	3.1	132.8	26.1	38.8	0.13	9.6	1.40
800	33.7	30.0	98.1	3.1	133.1	26.5	40.2	0.15	10.7	1.37
1000	37.9	29.0	100.3	3.1	135.3	27.5	42.6	0.16	11.7	1.35
1200	41.2	27.0	99.6	3.1	134.6	27.7	44.0	0.18	12.9	1.33
1400	44.4	27.0	102.8	3.1	138.0	29.0	46.9	0.19	13.5	1.32
1600	47.4	27.0	105.8	3.1	141.0	30.4	49.7	0.19	14.1	1.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with copper wire screen

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 41

Three-core cables, nominal voltage 10 kV (Um = 12 kV)										
70	9.6	3.4	18.8	16	80.7	13.7	15.0	0.31	0.6	0.41
95	11.2	3.4	20.4	16	84.2	14.4	16.2	0.34	0.6	0.39
120	12.6	3.4	21.8	16	87.2	14.9	17.2	0.37	0.7	0.37
150	14.2	3.4	23.4	16	90.6	15.7	18.5	0.40	0.7	0.36
185	15.8	3.4	25.0	16	94.1	16.5	19.9	0.44	0.8	0.35
240	18.1	3.4	27.3	16	99.1	17.7	22.2	0.48	0.9	0.33
300	20.4	3.4	29.6	16	104.0	18.9	24.5	0.53	1.0	0.32
400	23.2	3.4	32.4	16	110.1	20.8	28.2	0.59	1.1	0.31
500	26.2	3.4	35.8	16	117.4	22.7	32.1	0.66	1.2	0.30

Table 42

Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	0.44
95	11.2	5.5	24.6	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	0.41
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	0.40
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	0.38
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	0.37
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	0.35
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	0.34
400	23.2	5.5	36.6	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	0.33
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	0.32
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	0.31

Table 43

Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	0.46
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	0.44
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	0.42
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	0.41
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	0.39
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	0.38
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	0.36
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	0.35
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	0.34
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	0.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 44

Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11.2	8.0	29.6	1.3	109.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.43
120	12.6	8.0	31.0	1.3	112.0	20.0	22.3	0.19	1.6	0.42
150	14.2	8.0	32.6	1.4	116.0	21.6	24.4	0.21	1.6	0.40
185	15.8	8.0	34.2	1.4	119.0	22.7	26.2	0.22	1.8	0.39
240	18.1	8.0	36.5	1.5	124.0	25.0	29.5	0.24	2.0	0.37
300	20.4	8.0	38.8	1.6	130.0	27.3	32.9	0.26	2.2	0.36
400	23.2	8.0	41.6	1.7	136.0	30.4	37.9	0.29	2.3	0.35
500	26.2	8.0	45.0	1.8	144.0	33.8	43.2	0.32	2.6	0.33
630	29.8	8.0	48.6	1.9	152.0	37.8	49.7	0.35	2.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	2.1	162.0	43.5	58.6	0.38	3.1	0.31
1000	37.9	8.0	57.3	2.2	173.0	49.3	68.1	0.42	3.5	0.30

Table 45

Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

Table 46

Three-core cables, nominal voltage 110 kV (Um = 123 kV)										
185	15.8	16.0	50.2	2.0	156.0	37.4	40.9	0.14	2.8	0.46
240	18.1	15.0	50.5	2.0	157.0	38.0	42.5	0.15	3.0	0.43
300	20.4	14.0	50.8	2.0	157.0	38.5	44.1	0.17	3.5	0.41
400	23.2	13.0	51.6	2.0	159.0	39.7	47.2	0.20	3.9	0.38
500	26.2	13.0	55.0	2.1	167.0	43.6	53.0	0.22	4.3	0.37
630	29.8	13.0	58.6	2.3	176.0	48.8	60.7	0.24	4.7	0.36
800	33.7	13.0	62.5	2.4	185.0	54.4	69.5	0.26	5.2	0.34
1000	37.9	13.0	67.3	2.6	197.0	61.6	80.5	0.28	5.6	0.33

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 47

Three-core cables, nominal voltage 132 kV (Um = 145 kV)										
185	15.8	18.0	54.2	2.1	165.0	41.4	44.9	0.13	3.0	0.47
240	18.1	17.0	54.5	2.1	166.0	41.8	46.3	0.14	3.4	0.44
300	20.4	16.0	54.8	2.1	167.0	42.4	48.0	0.16	3.8	0.42
400	23.2	15.0	55.6	2.1	168.0	43.6	51.1	0.18	4.3	0.40
500	26.2	15.0	59.0	2.3	176.0	48.6	58.0	0.20	4.6	0.38
630	29.8	15.0	62.6	2.4	185.0	53.3	65.2	0.21	5.1	0.37
800	33.7	15.0	66.5	2.5	194.0	59.0	74.0	0.23	5.6	0.36
1000	37.9	15.0	71.3	2.7	206.0	66.6	85.4	0.25	6.1	0.35

Table 48

Three-core cables, nominal voltage 150 kV (Um = 170 kV)										
240	18.1	21.0	62.5	2.4	184.0	51.1	55.5	0.13	3.4	0.47
300	20.4	20.0	62.8	2.4	185.0	51.7	57.3	0.14	3.7	0.44
400	23.2	19.0	63.6	2.4	187.0	52.9	60.5	0.15	4.1	0.42
500	26.2	18.0	65.0	2.5	190.0	55.7	65.1	0.17	4.7	0.40
630	29.8	17.0	66.6	2.5	194.0	57.8	69.7	0.19	5.3	0.38
800	33.7	17.0	70.5	2.7	204.0	64.7	79.8	0.21	5.7	0.37
1000	37.9	17.0	75.3	2.8	215.0	71.6	90.5	0.23	6.3	0.36

Table 49

Three-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	219.0	71.8	81.3	0.14	5.7	0.43
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	74.9	86.7	0.16	6.4	0.41
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	80.2	95.3	0.17	6.9	0.40
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	85.1	104.0	0.19	7.4	0.38

Table 50

Three-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	2.9	229.0	75.3	84.7	0.14	6.8	0.44
630	29.8	24.0	81.2	3.0	228.0	77.0	88.9	0.16	7.7	0.42
800	33.7	24.0	85.1	3.1	237.0	82.5	97.6	0.17	8.3	0.40
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	247.0	87.4	106.3	0.18	9.0	0.39

Ferrol, xuño de 2018



Fdo.: Lucía Feijoo Díaz



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018**

*VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE*

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

Documento II




PLANOS

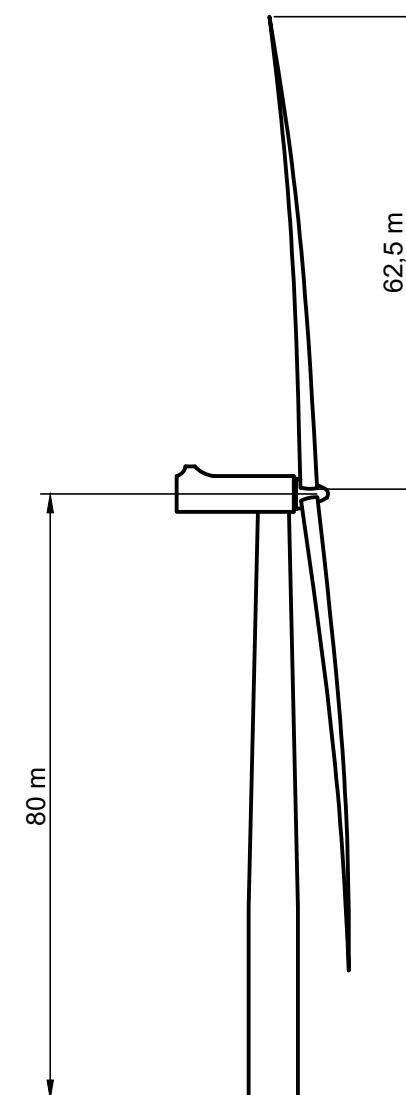
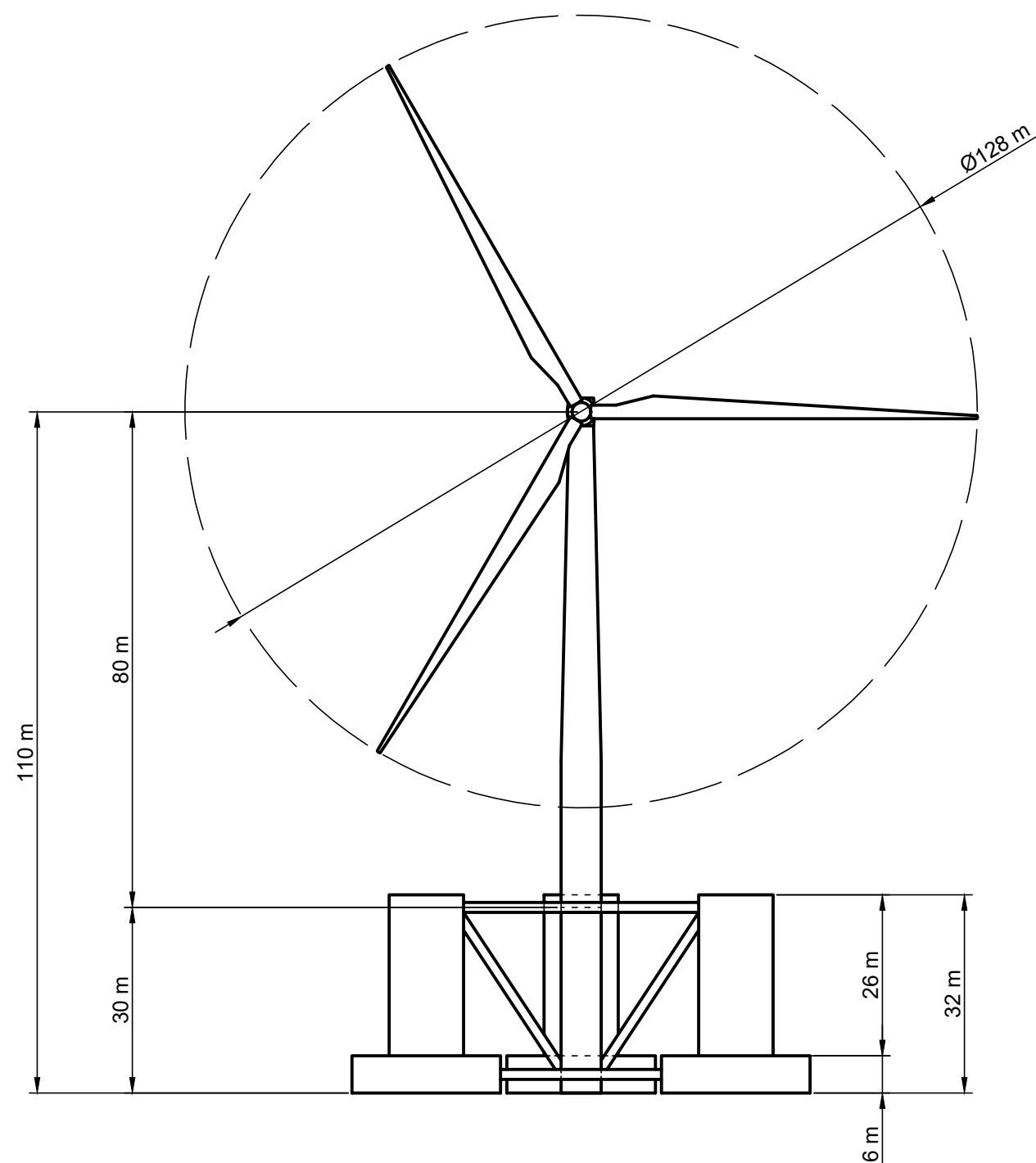
ÍNDICE DE PLANOS

1. Situación das localizacións estudadas.
2. Aeroxerador G128 – 5MW Offshore e plataforma soporte.
3. Plataforma semisumerxible.
4. Disposición e cableado eléctrico do parque de 100 MW con 4 filas de 5 aeroxeradores.
5. Disposición e cableado eléctrico do parque de 100 MW con 5 filas de 4 aeroxeradores.
6. Disposición e cableado eléctrico do parque de 140 MW con 7 filas de 4 aeroxeradores.
7. Disposición e cableado eléctrico do parque de 200 MW con 8 filas de 5 aeroxeradores.
8. Esquema unifilar parque eólico offshore de 100 MW con 4 filas de 5 aeroxeradores.
9. Esquema unifilar parque eólico offshore de 100 MW con 5 filas de 4 aeroxeradores.
10. Esquema unifilar parque eólico offshore de 140 MW con 7 filas de 4 aeroxeradores.
11. Esquema unifilar parque eólico offshore de 200 MW con 8 filas de 5 aeroxeradores.



Nº LOCALIZACIÓN	PUNTO SIMAR	LONXITUDE (°W)	LATITUDE (°N)
1	3136040	3,83	43,67
2	3144040	3,50	43,67
3	3124040	4,33	43,67
4	3152036	3,17	43,50
5	3128036	4,17	43,50
6	1066075	3,50	43,75
7	3140040	3,67	43,67

		ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL			
UNIVERSIDADE DA CORUÑA					
Traballo fin de grao					
Proxecto:		Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumexible			
Promotor:			Escola Politécnica Superior		
			Data: Xuño 2018		
Plano:		Situación das localizacións estudadas		Nº plano:	Escala:
				1	S/E
				Formato: A3	
Autor:			Firma:		
Lucía Feijoo Díaz					



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL

Traballo fin de grao



Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumexible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Aeroxerador G128-5MW Offshore e plataforma soporte

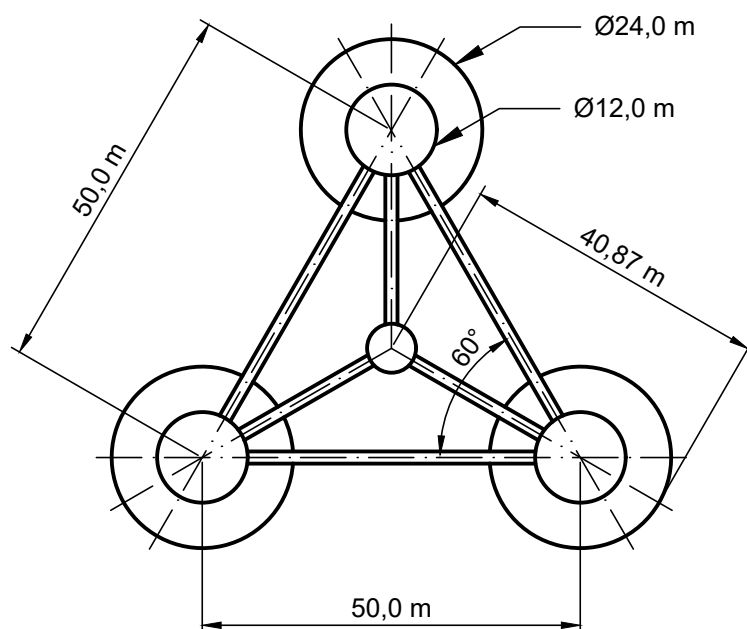
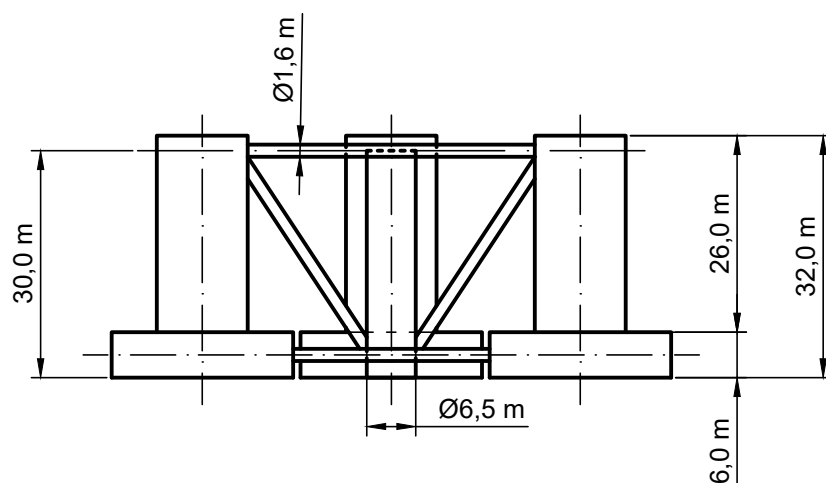
Nº plano: 2

Escala: 1:1000

Formato: A3

Autor: Lucía Feijoo Díaz

Firma:



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL

Traballo fin de grao



Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumexible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Plataforma semisumexible

Nº plano:
3

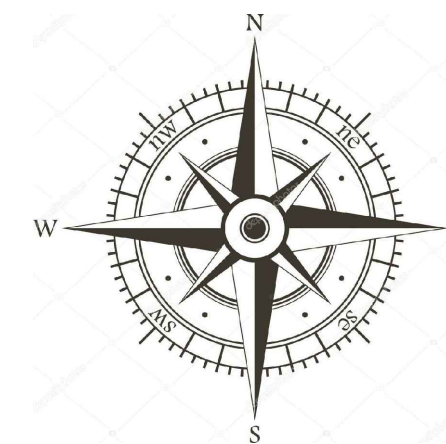
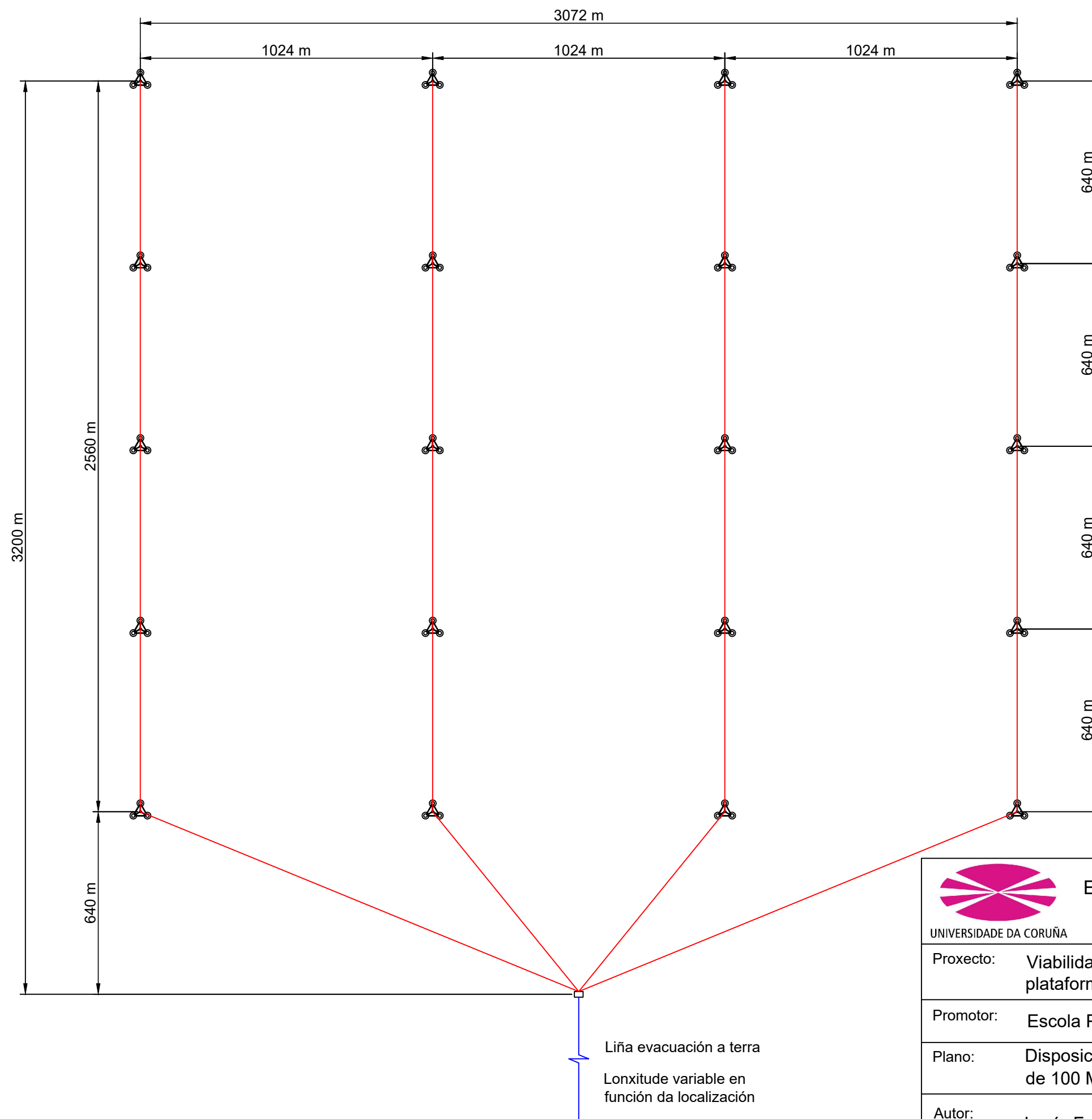
Escala:
1:1000

Formato:
A4





Autor: Lucía Feijoo Díaz

Firma:

Lucía Feijoo



LEENDA:

-  Plataforma soporte do aeroxerador
-  Subestación offshore
-  Liña eléctrica interna 30 kV
-  Liña evacuación 220 kV



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL

Traballo fin de grao



Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Disposición e cableado eléctrico do parque de 100 MW con 4 filas de 5 aeroxeradores

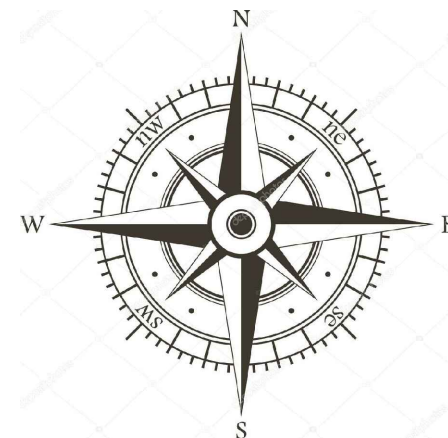
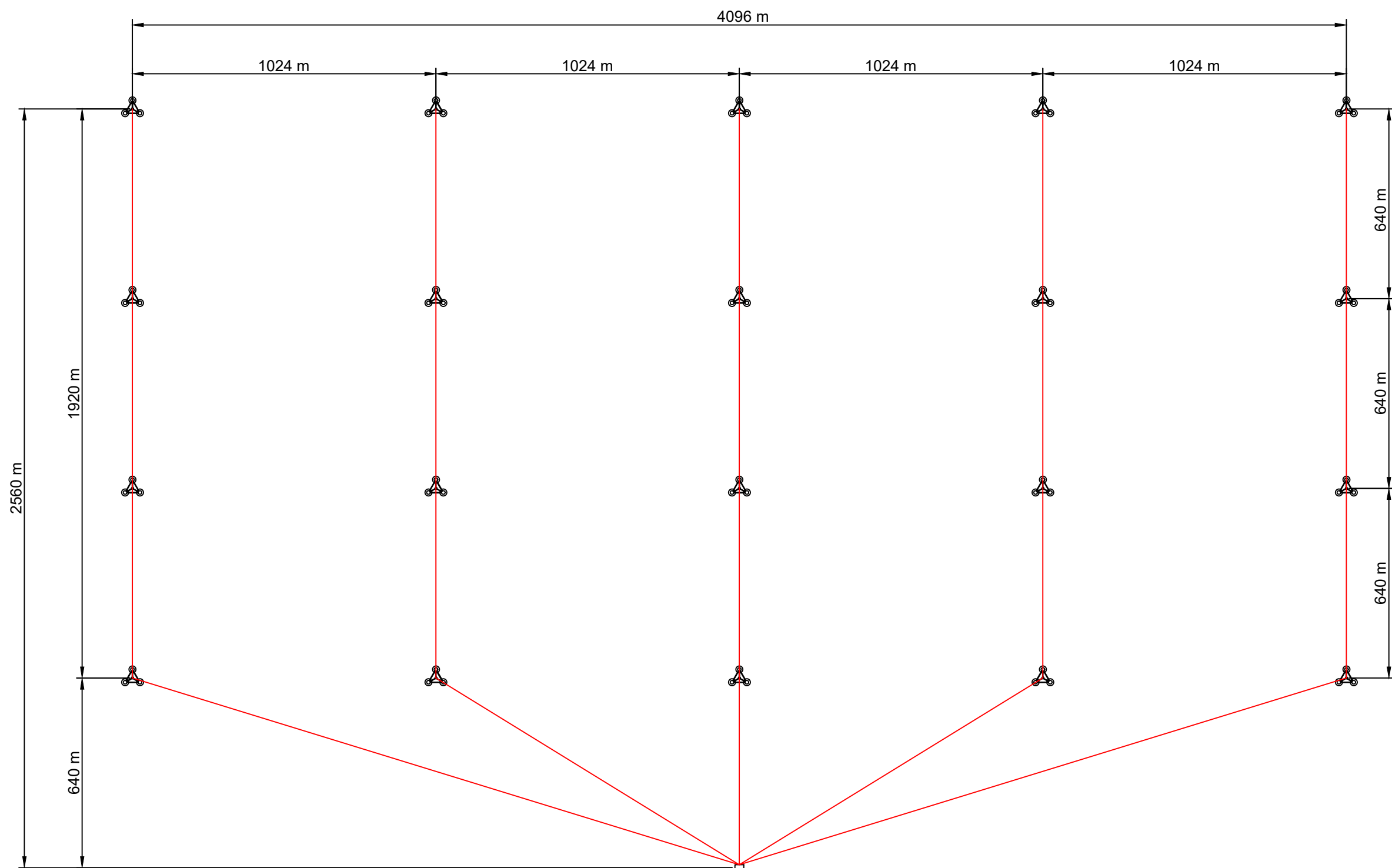
Nº plano: 4

Escala: 1:15000

Formato: A3

Autor: Lucía Feijoo Díaz

Firma: 



LEND A:



Plataforma soporte do aeroxerador



Subestación offshore



Liña eléctrica interna 30 kV



Liña evacuación 220 kV

Liña evacuación a terra
Lonxitude variable en
función da localización



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL

Traballo fin de grao



Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Disposición e cableado eléctrico do parque de 100 MW con 5 filas de 4 aeroxeradores

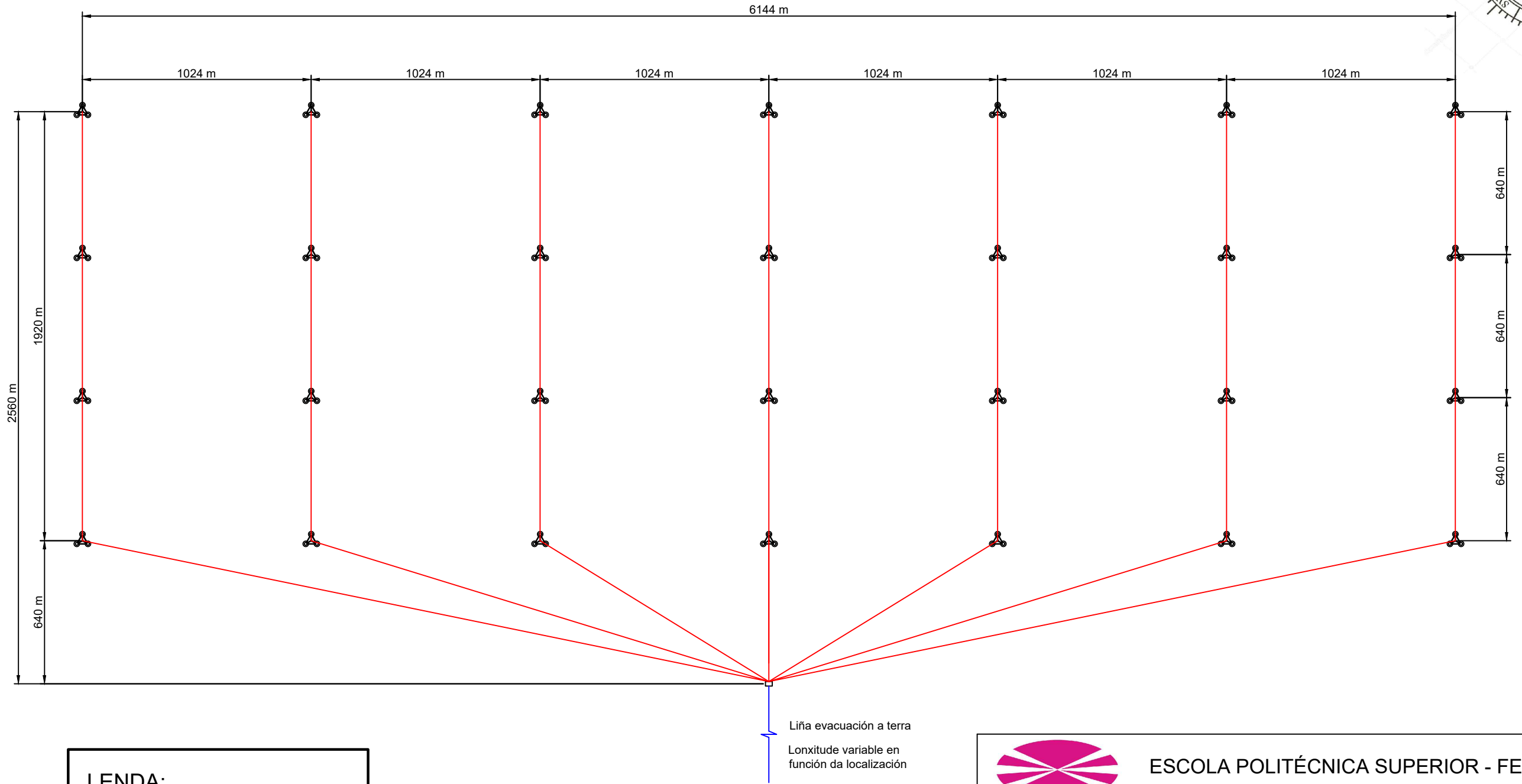
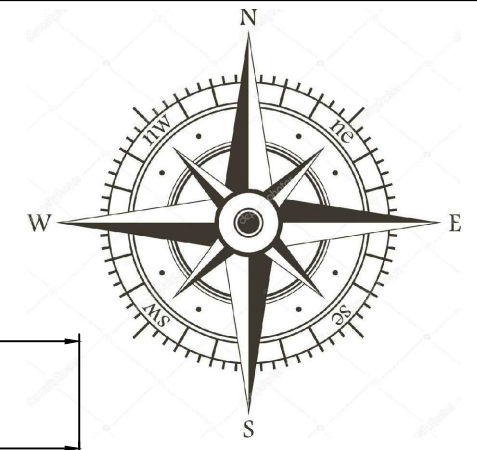
Nº plano: 5

Escala: 1:15000





Formato: A3

Autor: Lucía Feijoo Díaz

Firma:




LENDAS:

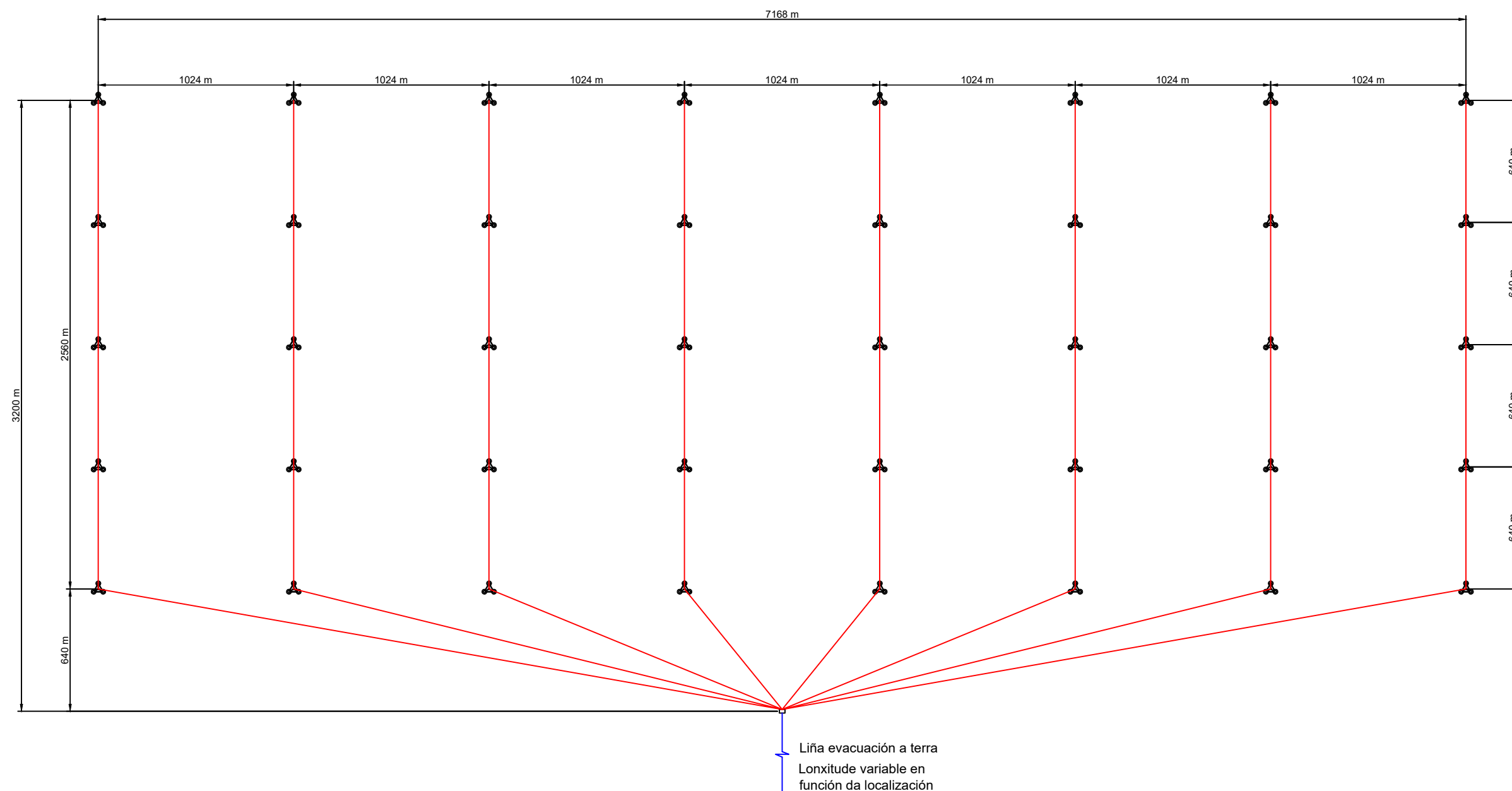
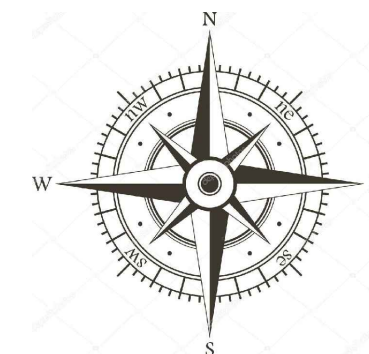
-  Plataforma soporte do aerogenerador
-  Subestación offshore
-  Liña eléctrica interna 30 kV
-  Liña evacuación 220 kV



ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL
Traballo fin de grao



Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible			
Promotor: Escola Politécnica Superior		Data: Xuño 2018	
Plano: Disposición e cableado eléctrico do parque de 140 MW con 7 filas de 4 aerogeneradores	Nº plano: 6	Escala: 1:20000	Formato: A3
Autor: Lucía Feijoo Díaz		Firma: 	



LEND A:



Plataforma soporte do aeroxerador



Subestación offshore



Liña eléctrica interna 30 kV



Liña evacuación 220 kV



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL

Traballo fin de grao



Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Disposición e cableado eléctrico do parque de 200 MW con 8 filas de 5 aeroxeradores

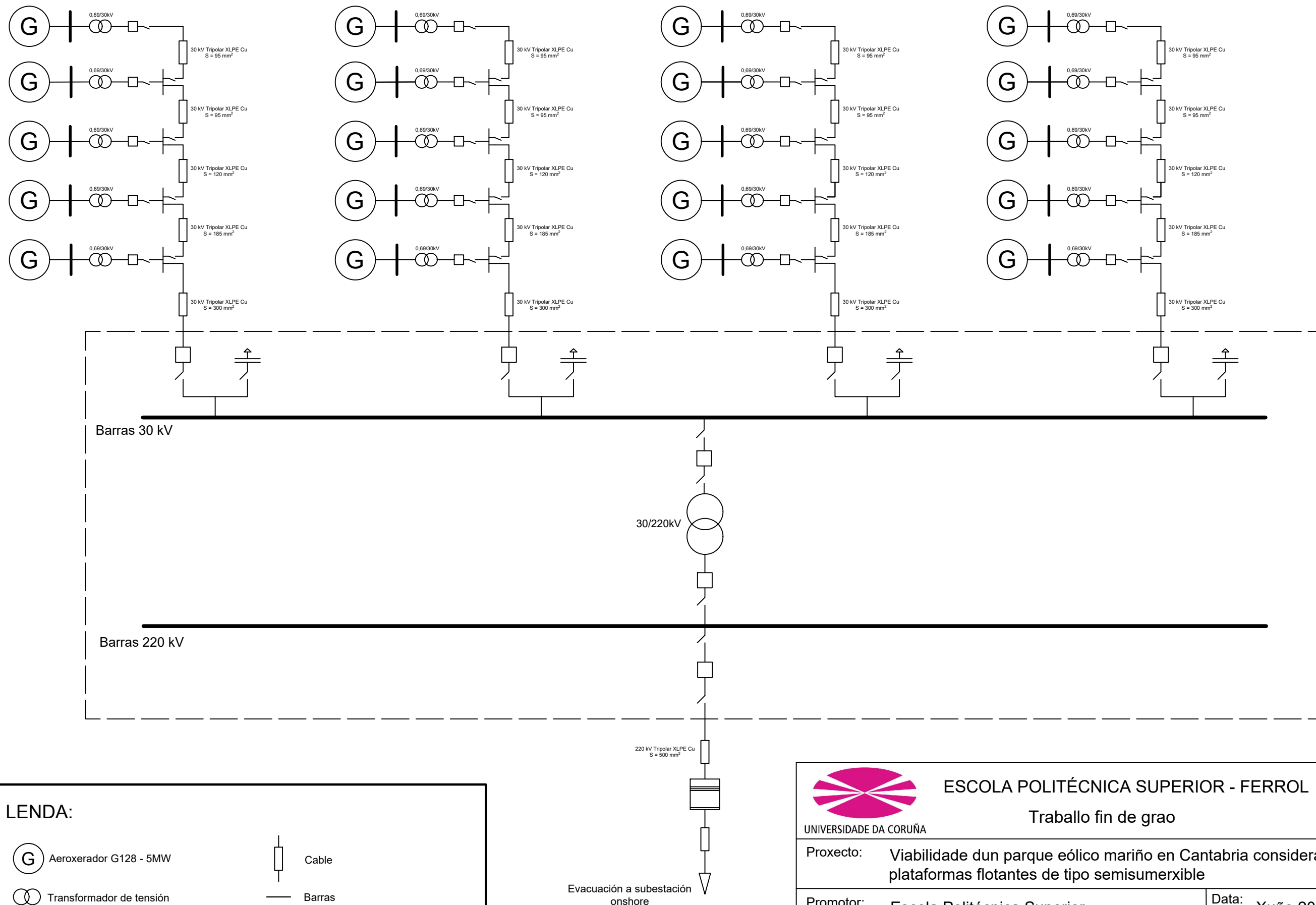
Nº plano: 7

Escala: 1:25000

Formato: A3

Autor: Lucía Feijoo Díaz

Firma:



LENDAS:

- | | |
|--------------------------|--------------------------|
| Aerogenerador G128 - 5MW | Cable |
| Transformador de tensión | Barras |
| Interruptor | Batería de condensadores |
| Seccionador | Caixa de interconexión |



ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL



Traballo fin de grao

Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Esquema unifilar parque eólico offshore de 100 MW con 4 filas de 5 aerogeneradores

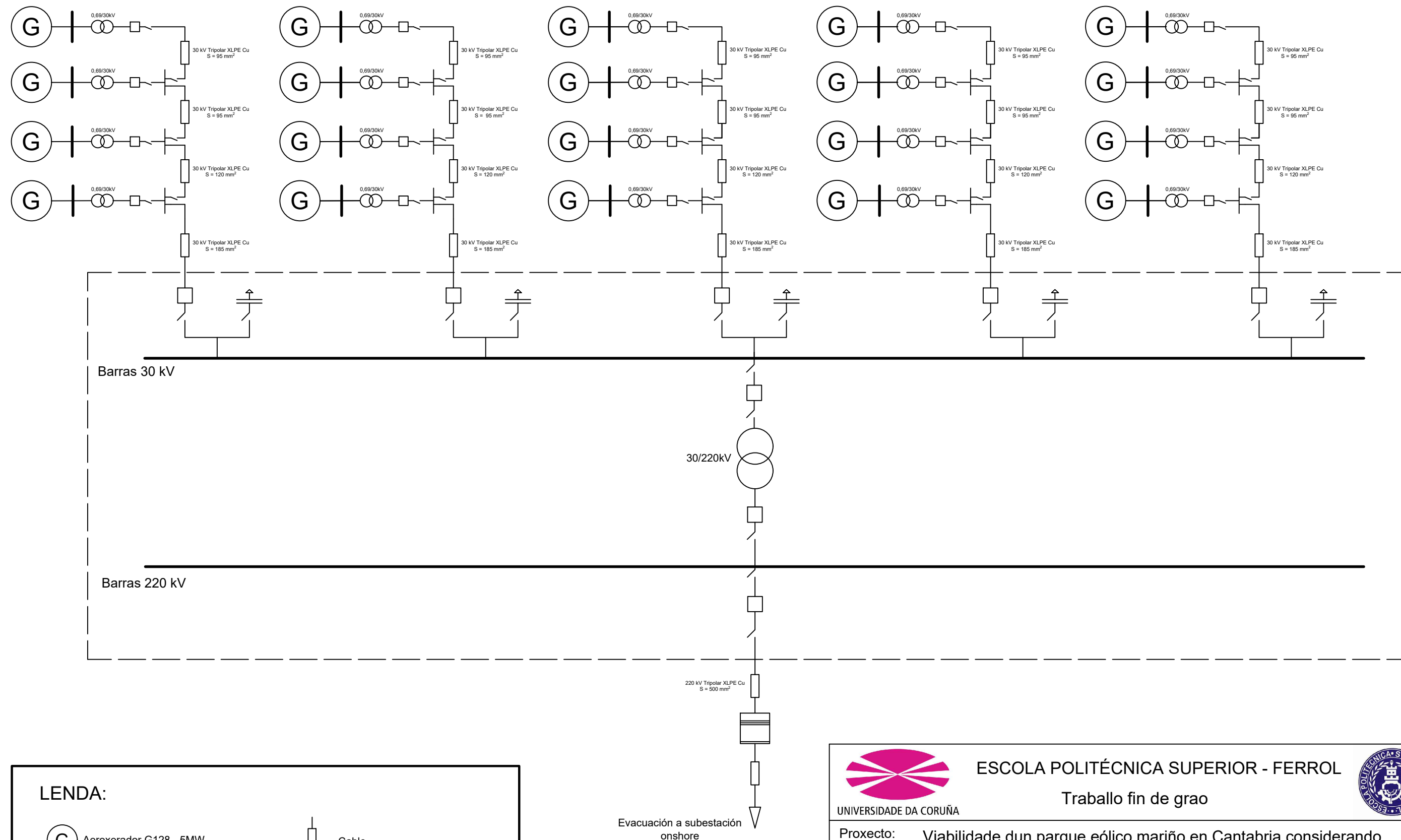
Nº plano: 8

Escala: S/E

Formato: A3

Autor: Lucía Feijoo Díaz

Firma:



LENDAS:

- | | |
|--------------------------|--------------------------|
| Aerogenerador G128 - 5MW | Cable |
| Transformador de tensión | Barras |
| Interruptor | Batería de condensadores |
| Seccionador | Caixa de interconexión |



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL

Traballo fin de grao



Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumexible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Esquema unifilar parque eólico offshore de 100 MW con 5 filas de 4 aerogeneradores

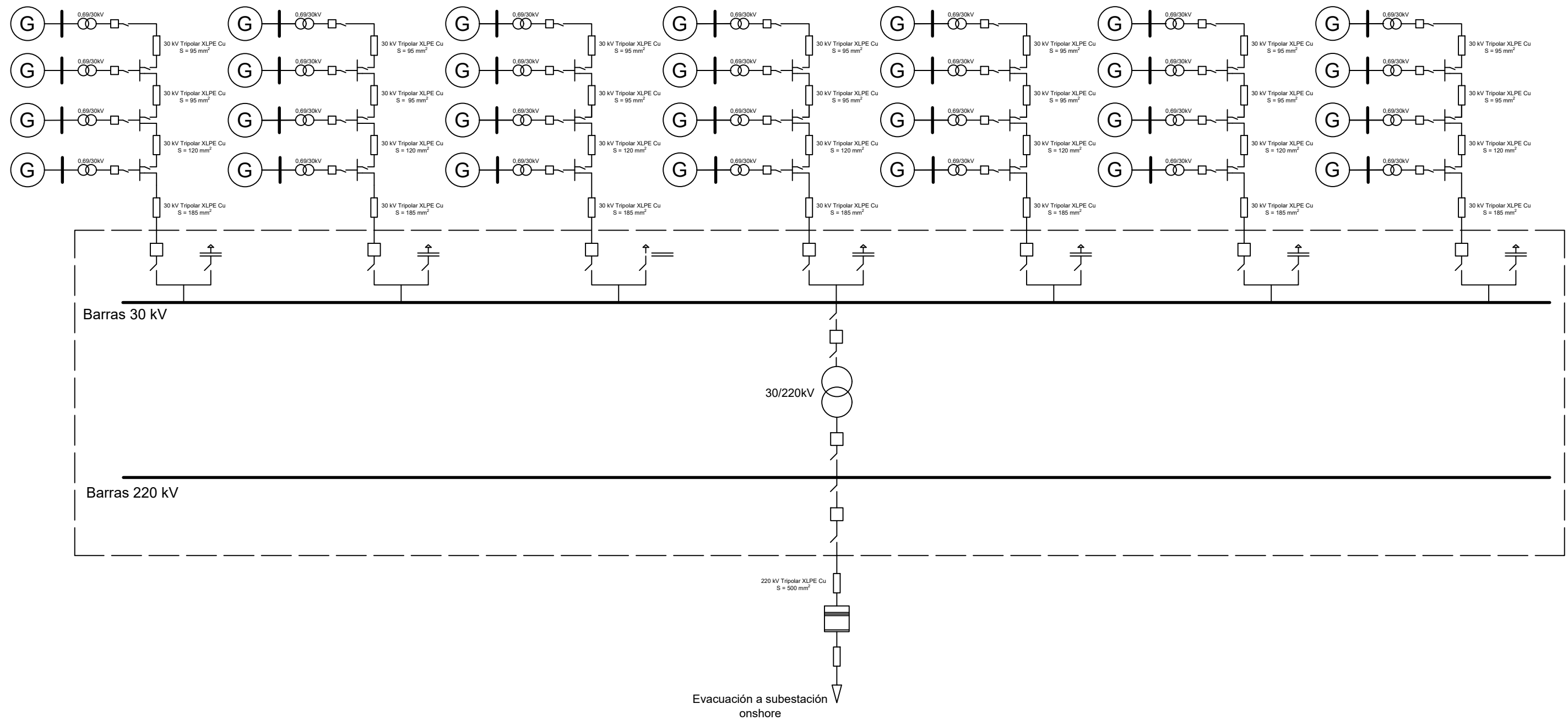
Nº plano: 9

Escala: S/E

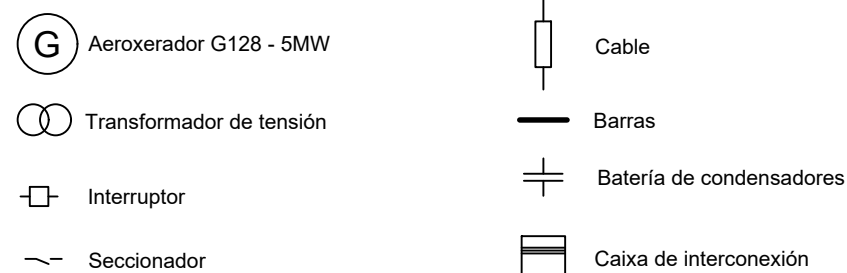
Formato: A3




Autor: Lucía Feijoo Díaz

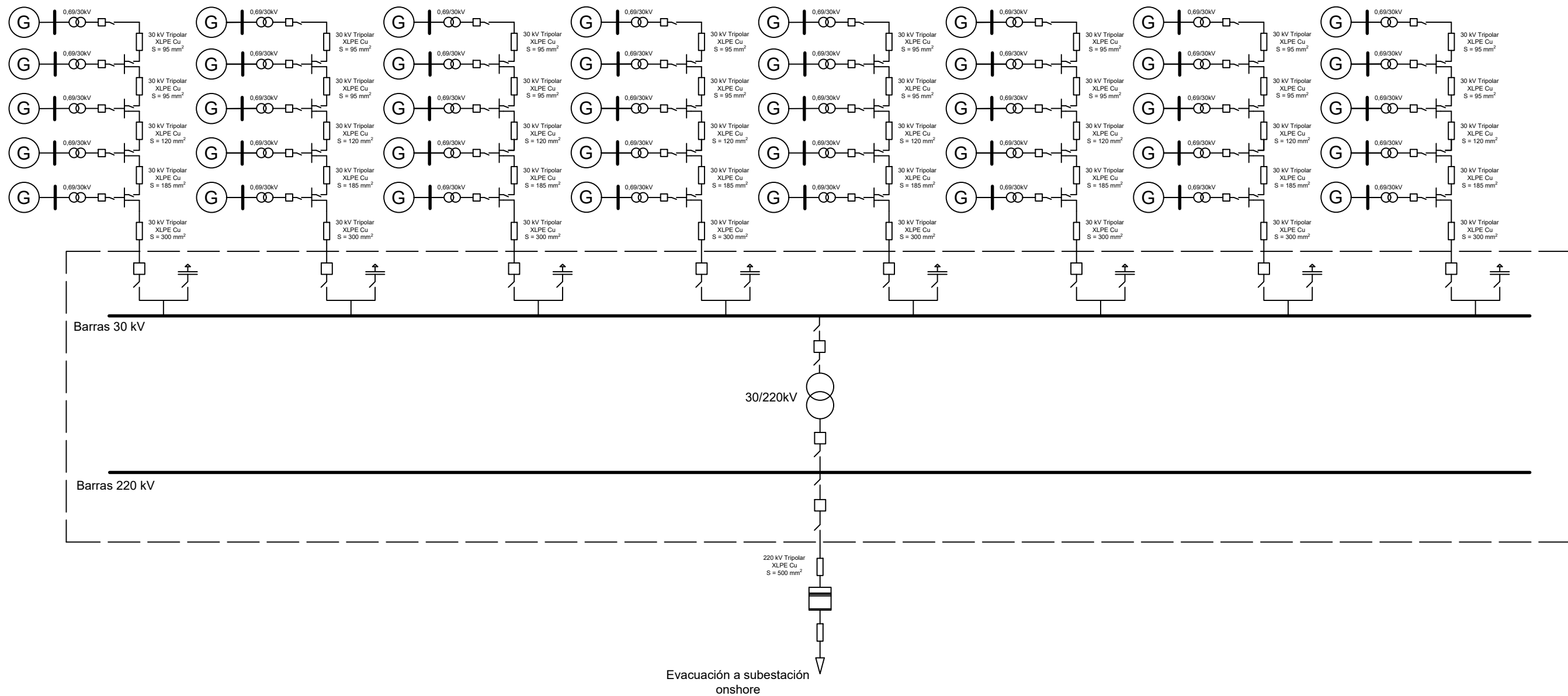
Firma:



LENDAS:



 ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL UNIVERSIDADE DA CORUÑA			
Trabajo fin de grao			
Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible			
Promotor: Escola Politécnica Superior		Data: Xuño 2018	
Plano: Esquema unifilar parque eólico offshore de 140 MW con 7 filas de 4 aerogeneradores		Nº plano: 10	Escala: S/E
Autor: Lucía Feijoo Díaz		Firma: 	



LENDAS:



Aerogenerador G128 - 5MW



Transformador de tensión



Interruptor



Seccionador



Cable



Barras



Batería de condensadores



Caixa de interconexión



ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR - FERROL

Traballo fin de grao



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Proxecto: Viabilidade dun parque eólico mariño en Cantabria considerando plataformas flotantes de tipo semisumergible

Promotor: Escola Politécnica Superior

Data: Xuño 2018

Plano: Esquema unifilar parque eólico offshore de 200 MW con 8 filas de 5 aerogeneradores

Nº plano: 11

Escala: S/E

Formato: A3

Autor: Lucía Feijoo Díaz

Firma:



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABALLO FIN DE GRAO
CURSO 2017/2018**

*VIABILIDADE DUN PARQUE EÓLICO MARIÑO EN
CANTABRIA CONSIDERANDO PLATAFORMAS
FLOTANTES DE TIPO SEMISUMERXIBLE*

Grao en Enxeñaría en Tecnoloxías Industriais

Documento III

PRESUPOSTO

ÍNDICE DE CONTIDOS

1 OBXECTO	4
2 PRESUPOSTO XERAL	5
2.1 Alternativa 1	5
2.2 Alternativa 2	9
2.3 Alternativa 3	13
2.4 Alternativa 4	17
2.5 Alternativa 5	21
2.6 Alternativa 6	25
2.7 Alternativa 7	29
2.8 Alternativa 8	33
2.9 Alternativa 9	37
2.10 Alternativa 10	41
2.11 Alternativa 11	45
2.12 Alternativa 12	49
2.13 Alternativa 13	53
2.14 Alternativa 14	57
2.15 Alternativa 15	61
2.16 Alternativa 16	65

1 OBXECTO

Este documento ten por obxecto a elaboración dun presuposto aproximado para a execución dun parque eólico mariño coas condicións establecidas en cada unha das 16 alternativas de estudo. Os resultados serán empregados para realizar o estudo de viabilidade das distintas alternativas.

2 PRESUPOSTO XERAL

2.1 Alternativa 1

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	20	65.000,00 €	1.300.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	15.208	50,00 €	760.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	7.260	50,00 €	363.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	19.500	50,00 €	975.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1,0	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Aceriasa. Inclúe o custo do cable	m	100,0	120,00 €	12.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				7.682.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aerorador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerorador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	32.682	332,80 €	10.876.569,60 €
4.2	Áncoras	Ud.	60,0	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				13.881.772,80 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	12.380	90,25 €	1.117.295,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	2.560	114,00 €	291.840,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	2.560	175,75 €	449.920,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	4.968	285,00 €	1.415.880,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	19.500	1.120,00 €	21.840.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				29.941.720,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000 €	200.000 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000 €	25.000 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000 €	2.600.000 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000 €	500.000 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	261.886.703,2	3 %	7.856.601,10 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				7.856.601,10 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	276.284.308,58 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	5.853.700,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.881.772,80 €
Infraestrutura eléctrica	29.941.720,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	7.856.601,10 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	276.284.308,58 €
13 % de Gastos Xerais	35.916.960,12 €
6 % de Beneficio Industrial	16.577.058,52 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	328.778.327,21 €
21% IVE	69.043.448,72 €
IMPORTE DE CONTRATA	397.821.775,93 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **TRESCENTOS NOVENTA E SETE MILLÓNS OITOCENTOS VIENTE E UN MIL SETECENTOS SETENTA E CINCO EUROS CON NOVENTA E TRES CÉNCITMOS.**

2.2 Alternativa 2

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	20	65.000,00 €	1.300.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	16.948	50,00 €	847.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	7.260	50,00 €	363.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	19.500	50,00 €	975.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Aceriasa. Inclúe o custo do cable	m	100	120,00 €	12.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				7.769.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	32.682	332,80 €	10.876.569,60 €
4.2	Áncoras	Ud.	60	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				18.376.569,60 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	13.660	90,25 €	1.232.815,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	3.200	114,00 €	364.800,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	7.348	175,75 €	1.291.411,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	19.500	1.120,00 €	21.840.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				39.799.026,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	284.505.495,6	3 %	8.535.164,87 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				8.535.164,87 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	293.040.660,47 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	7.769.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.376.569,60 €
Infraestrutura eléctrica	39.799.026,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.535.164,87 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	293.040.660,47 €
13 % de Gastos Xerais	38.095.285,86 €
6 % de Beneficio Industrial	17.582.439,63 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	348.718.385,96 €
21% IVE	73.230.861,05 €
IMPORTE DE CONTRATA	421.949.247,01 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CATROCIENTOS VINTE E UN MILLÓNS NOVECIENTOS CORENTA E NOVE MIL DOUSCENTOS CORENTA E SETE EUROS CON UN CÉNTIMO.**

2.3 Alternativa 3

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	28	65.000,00 €	1.820.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	28	18.500,00 €	518.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	140	5.000,00 €	700.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	28	20.000,00 €	560.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	27.064	50,00 €	1.353.200,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	10.164	50,00 €	508.200,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	19.500	50,00 €	975.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Aceriasa. Inclúe o custo do cable	m	100	120,00 €	12.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				9.448.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	28	4.500.000,00 €	126.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	28	6.000.000,00 €	168.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	28	15.000,00 €	420.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				294.420.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	45.754,8	332,80 €	15.227.197,44 €
4.2	Áncoras	Ud.	84,0	125.000,00 €	10.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				25.727.197,44 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	19.124	90,25 €	1.725.941,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	4.480	114,00 €	510.720,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	13.624	175,75 €	2.394.418,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	19.500	1.120,00 €	21.840.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	28	3.500,00 €	98.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				41.569.079,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	379.425.176,4	3 %	11.382.755,29 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				11.382.755,29 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	390.807.931,73 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	9.448.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	25.727.197,44 €
Infraestrutura eléctrica	41.569.079,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	11.382.755,29 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	390.807.931,73 €
13 % de Gastos Xerais	50.805.031,13 €
6 % de Beneficio Industrial	23.448.475,90 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	465.061.438,76 €
21% IVE	97.662.902,14 €
IMPORTE DE CONTRATA	562.724.340,90 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **QUIÑENTOS SESENTA E DOUS MILLÓNS SETECENTOS VINTE E CATRO MIL TRESCENTOS CORENTA EUROS CON NOVENTA CÉNTIMOS.**

2.4 Alternativa 4

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	40	65.000,00 €	2.600.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	40	18.500,00 €	740.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	200	5.000,00 €	1.000.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	40	20.000,00 €	800.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	38.008	50,00 €	1.900.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	14.520	50,00 €	726.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	19.500	50,00 €	975.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Aceriasa. Inclúe o custo do cable	m	100	120,00 €	12.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				11.755.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	40	4.500.000,00 €	180.000.000,00 €
3.2	Aerxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	40	6.000.000,00 €	240.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerxerador sobre a plataforma	Ud.	40	15.000,00 €	600.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				420.600.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	65.364	332,80 €	21.753.139,20 €
4.2	Áncoras	Ud.	120	125.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				36.753.139,20 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	24.760	90,25 €	2.234.590,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	5.120	114,00 €	583.680,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	5.120	175,75 €	899.840,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	17.528	285,00 €	4.995.480,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	19.500	1.120,00 €	21.840.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	40	3.500,00 €	140.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				45.693.590,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	523.062.629,2	3 %	15.691.878,88 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				15.691.878,88 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	538.754.508,08 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	11.755.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	36.753.139,20 €
Infraestrutura eléctrica	45.693.590,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	15.691.878,88 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	538.754.508,08 €
13 % de Gastos Xerais	70.038.086,05 €
6 % de Beneficio Industrial	32.325.270,48 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	641.117.864,61 €
21% IVE	134.634.751,57 €
IMPORTE DE CONTRATA	775.752.616,18 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **SETECENTOS SETENTA E CINCO MILLÓNS SETECENTOS CINCUENTA E DOUS MIL SEISCENTOS DEZASEIS EUROS CON DEZAOITO CÉNTIMOS.**

2.5 Alternativa 5

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumexible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	10	65.000,00 €	650.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	15.208	50,00 €	760.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	1.660	50,00 €	83.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	12.300	50,00 €	615.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	20.000	120,00 €	2.400.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				8.780.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	18.108	332,80 €	6.026.342,40 €
4.2	Áncoras	Ud.	60	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				13.526.342,40 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	6.780	90,25 €	611.895,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	2.560	114,00 €	291.840,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	2.560	175,75 €	449.920,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	4.968	285,00 €	1.415.880,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	12.300	1.120,00 €	13.776.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				31.615.535,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	272.482.777,4	3 %	8.174.483,32 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				8.174.483,32 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	280.657.260,72 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.780.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.526.342,40 €
Infraestrutura eléctrica	31.615.535,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.174.483,32 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	280.657.260,72 €
13 % de Gastos Xerais	36.485.443,89 €
6 % de Beneficio Industrial	16.839.435,64 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	333.982.140,26 €
21% IVE	70.136.249,45 €
IMPORTE DE CONTRATA	404.118.389,71 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CATROCIENTOS CATRO MILLÓNS CENTO DEZAOITO MIL TRESCIENTOS OITENTA E NOVE EUROS CON SETENTA E UN CÉNTIMOS.**

2.6 Alternativa 6

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	10	65.000,00 €	650.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	16.948	50,00 €	847.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	1.660	50,00 €	83.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	12.300	50,00 €	615.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	20.000	120,00 €	2.400.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				8.867.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aerorador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerorador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	18.108	332,80 €	6.026.342,40 €
4.2	Áncoras	Ud.	60	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				13.526.342,40 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	8.060	90,25 €	727.415,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	3.200	114,00 €	364.800,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	7.348	175,75 €	1.291.411,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	12.300	1.120,00 €	13.776.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				31.229.626,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	272.183.868,4	3 %	8.165.516,05 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				8.165.516,05 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	280.349.384,45 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.867.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.526.342,40 €
Infraestrutura eléctrica	31.229.626,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.165.516,05 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	280.349.384,45 €
13 % de Gastos Xerais	36.445.419,98 €
6 % de Beneficio Industrial	16.820.963,07 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	333.615.767,50 €
21% IVE	70.059.311,17 €
IMPORTE DE CONTRATA	403.675.078,67 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CATROCENTOS TRES MILLÓNS SEISCENTOS SETENTA E CINCO MIL SETENTA E OITO EUROS CON SESENTA E SETE CÉNTIMOS.**

2.7 Alternativa 7

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	14	65.000,00 €	910.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	28	18.500,00 €	518.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	140	5.000,00 €	700.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	28	20.000,00 €	560.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	27.064	50,00 €	1.353.200,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	2.324	50,00 €	116.200,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	12.300	50,00 €	615.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	20.000	120,00 €	2.400.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				10.174.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	28	4.500.000,00 €	126.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	28	6.000.000,00 €	168.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	28	15.000,00 €	420.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				294.420.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	25.351,2	332,80 €	8.436.879,36 €
4.2	Áncoras	Ud.	84,0	125.000,00 €	10.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				18.936.879,36 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	11.284	90,25 €	1.018.381,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	4.480	114,00 €	510.720,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	13.624	175,75 €	2.394.418,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	12.300	1.120,00 €	13.776.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	28	3.500,00 €	98.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				32.797.519,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	364.589.298,4	3 %	10.937.678,95 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				10.937.678,95 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	375.526.977,31 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	10.174.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.936.879,36 €
Infraestrutura eléctrica	32.797.519,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	10.937.678,95 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	375.526.977,31 €
13 % de Gastos Xerais	48.818.507,05 €
6 % de Beneficio Industrial	22.531.618,64 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	446.877.103,00 €
21% IVE	93.844.191,63 €
IMPORTE DE CONTRATA	540.721.294,63 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CINCOCENTOS CORENTA MILLÓNS SETECENTOS VINTE E UN MIL DOUSCENTOS NOVENTA E CATRO EUROS CON SESENTA E TRES CÉNTIMOS.**

2.8 Alternativa 8

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	20	65.000,00 €	1.300.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	40	18.500,00 €	740.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	200	5.000,00 €	1.000.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	40	20.000,00 €	800.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	38.008	50,00 €	1.900.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	3.320	50,00 €	166.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	12.300	50,00 €	615.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	20.000	120,00 €	2.400.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				11.923.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	40	4.500.000,00 €	180.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	40	6.000.000,00 €	240.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	40	15.000,00 €	600.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				420.600.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	36.216	332,80 €	12.052.684,80 €
4.2	Áncoras	Ud.	120	125.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				27.052.684,80 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	13.560	90,25 €	1.223.790,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	5.120	114,00 €	583.680,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	5.120	175,75 €	899.840,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	17.528	285,00 €	4.995.480,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	12.300	1.120,00 €	13.776.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	40	3.500,00 €	140.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				36.618.790,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	504.455.374,8	3 %	15.133.661,24 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				15.133.661,24 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	519.589.036,04 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	11.923.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	27.052.684,80 €
Infraestrutura eléctrica	36.618.790,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	15.133.661,24 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	519.589.036,04 €
13 % de Gastos Xerais	67.546.574,69 €
6 % de Beneficio Industrial	31.175.342,16 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	618.310.952,89 €
21% IVE	129.845.300,11 €
IMPORTE DE CONTRATA	748.156.253,00 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **SETECENTOS CORENTA E OITO MILLÓNS CENTO CINCUENTA E SEIS MIL DOUSCENTOS CINCUENTA E TRES EUROS CON CERO CÉNTIMOS.**

2.9 Alternativa 9

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	10	65.000,00 €	650.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	15.208	50,00 €	760.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	1.880	50,00 €	94.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	9.600	50,00 €	480.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Sniace. Inclúe o custo do cable	m	2.000	120,00 €	240.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				6.496.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aerogenerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerogenerador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	19.176	332,80 €	6.381.772,80 €
4.2	Áncoras	Ud.	60	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				13.881.772,80 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	7.000	90,25 €	631.750,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	2.560	114,00 €	291.840,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	2.560	175,75 €	449.920,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	4.968	285,00 €	1.415.880,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	9.600	1.120,00 €	10.752.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				28.611.390,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	267.550.062,8	3 %	8.026.501,88 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				8.026.501,88 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	275.576.564,68 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	6.496.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.881.772,80 €
Infraestrutura eléctrica	28.611.390,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.026.501,88 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	275.576.564,68 €
13 % de Gastos Xerais	35.824.953,41 €
6 % de Beneficio Industrial	16.534.593,88 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	327.936.111,97 €
21% IVE	68.866.583,51 €
IMPORTE DE CONTRATA	396.802.695,49 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **TRESCENTOS NOVENTA E SEIS MILLÓNS OITOCENTOS DOUS MIL SEISCENTOS NOVENTA E CINCO EUROS CON CORENTA E NOVE CÉNTIMOS.**

2.10 Alternativa 10

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	10	65.000,00 €	650.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	16.948	50,00 €	847.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	1.880	50,00 €	94.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	9.600	50,00 €	480.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Sniace. Inclúe o custo do cable	m	2.000	120,00 €	240.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				6.583.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aerxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerxerador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	19.176	332,80 €	6.381.772,80 €
4.2	Áncoras	Ud.	60	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				13.881.772,80 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	8.280	90,25 €	747.270,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	3.200	114,00 €	364.800,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	7.348	175,75 €	1.291.411,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	9.600	1.120,00 €	10.752.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				28.225.481,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	267.251.153,8	3 %	8.017.534,61 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				8.017.534,61 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	275.268.688,41 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	6.583.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	13.881.772,80 €
Infraestrutura eléctrica	28.225.481,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.017.534,61 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	275.268.688,41 €
13 % de Gastos Xerais	35.784.929,49 €
6 % de Beneficio Industrial	16.516.121,30 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	327.569.739,21 €
21% IVE	68.789.645,23 €
IMPORTE DE CONTRATA	396.359.384,45 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **TRESCENTOS NOVENTA E SEIS MILLÓNS TRESCENTOS CINCUENTA E NOVE MIL TRESCENTOS OITENTA E CATRO EUROS CON CORENTA E CINCO CÉNTIMOS.**

2.11 Alternativa 11

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	14	65.000,00 €	910.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	28	18.500,00 €	518.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	140	5.000,00 €	700.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	28	20.000,00 €	560.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	27.064	50,00 €	1.353.200,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	2.632	50,00 €	131.600,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	9.600	50,00 €	480.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Sniace. Inclúe o custo do cable	m	2.000	120,00 €	240.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				7.895.300,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	28	4.500.000,00 €	126.000.000,00 €
3.2	Aerorador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	28	6.000.000,00 €	168.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerorador sobre a plataforma	Ud.	28	15.000,00 €	420.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				294.420.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	26.846,4	332,80 €	8.934.481,92 €
4.2	Áncoras	Ud.	84	125.000,00 €	10.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				19.434.481,92 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	11.592	90,25 €	1.046.178,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	4.480	114,00 €	510.720,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	13.624	175,75 €	2.394.418,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	9.600	1.120,00 €	10.752.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	28	3.500,00 €	98.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				29.801.316,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	359.811.097,9	3 %	10.794.332,94 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				10.794.332,94 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	370.605.430,86 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	7.895.300,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	19.434.481,92 €
Infraestrutura eléctrica	29.801.316,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	10.794.332,94 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	370.605.430,86 €
13 % de Gastos Xerais	48.178.706,01 €
6 % de Beneficio Industrial	22.236.325,85 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	441.020.462,72 €
21% IVE	92.614.297,17 €
IMPORTE DE CONTRATA	533.634.759,89 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CINCOCENTOS TRINTA E TRES MILLÓNS SEISCENTOS TRINTA E CATRO MIL SETECENTOS CINCUENTA E NOVE EUROS CON OITENTA E NOVE CÉNTIMOS**.

2.12 Alternativa 12

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	20	65.000,00 €	1.300.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	40	18.500,00 €	740.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	200	5.000,00 €	1.000.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	40	20.000,00 €	800.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	38.008	50,00 €	1.900.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	3.760	50,00 €	188.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	9.600	50,00 €	480.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Sniace. Inclúe o custo do cable	m	2.000	120,00 €	240.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				9.650.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	40	4.500.000,00 €	180.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	40	6.000.000,00 €	240.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	40	15.000,00 €	600.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				420.600.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	38.352	332,80 €	12.763.545,60 €
4.2	Áncoras	Ud.	120	125.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				27.763.545,60 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	14.000	90,25 €	1.263.500,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	5.120	114,00 €	583.680,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	5.120	175,75 €	899.840,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	17.528	285,00 €	4.995.480,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	9.600	1.120,00 €	10.752.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	40	3.500,00 €	140.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				33.634.500,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	499.908.945,6	3 %	14.997.268,37 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				14.997.268,37 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	514.906.213,97 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	9.650.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	27.763.545,60 €
Infraestrutura eléctrica	33.634.500,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	14.997.268,37 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	514.906.213,97 €
13 % de Gastos Xerais	66.937.807,82 €
6 % de Beneficio Industrial	30.894.372,84 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	612.738.394,62 €
21% IVE	128.675.062,87 €
IMPORTE DE CONTRATA	741.413.457,49 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **SETECENTOS CORENTA E UN MILLÓNS CATROCENTOS TRECE MIL CATROCENTOS CINCUENTA E SETE EUROS CON CORENTA E NOVE CÉNTIMOS.**

2.13 Alternativa 13

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	20	65.000,00 €	1.300.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	15.208	50,00 €	760.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	8.100	50,00 €	405.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	18.600	50,00 €	930.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	10.000	120,00 €	1.200.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				8.867.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aerorador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerorador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	33.624	332,80 €	11.190.067,20 €
4.2	Áncoras	Ud.	60	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				18.690.067,20 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	13.220	90,25 €	1.193.105,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	2.560	114,00 €	291.840,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	2.560	175,75 €	449.920,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	4.968	285,00 €	1.415.880,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	18.600	1.120,00 €	20.832.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				39.252.745,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	285.370.712,2	3 %	8.561.121,37 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				8.561.121,37 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	293.931.833,57 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.867.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.690.067,20 €
Infraestrutura eléctrica	39.252.745,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.561.121,37 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	293.931.833,57 €
13 % de Gastos Xerais	38.211.138,36 €
6 % de Beneficio Industrial	17.635.910,01 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	349.778.881,94 €
21% IVE	73.453.565,21 €
IMPORTE DE CONTRATA	423.232.447,15 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CATROCENTOS VINTE E TRES MILLÓNS DOUSCENTOS TRINTA E DOUS MIL CATROCENTOS CORENTA E SETE EUROS CON QUINCE CÉNTIMOS.**

2.14 Alternativa 14

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	20	65.000,00 €	1.300.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	20	18.500,00 €	370.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	100	5.000,00 €	500.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	20	20.000,00 €	400.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	16.948	50,00 €	847.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	8.100	50,00 €	405.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	18.600	50,00 €	930.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	10.000	120,00 €	1.200.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				8.954.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	20	4.500.000,00 €	90.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	20	6.000.000,00 €	120.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	20	15.000,00 €	300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				210.300.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	33.624	332,80 €	11.190.067,20 €
4.2	Áncoras	Ud.	60	125.000,00 €	7.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				18.690.067,20 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	14.500	90,25 €	1.308.625,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	3.200	114,00 €	364.800,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	7.348	175,75 €	1.291.411,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	18.600	1.120,00 €	20.832.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	20	3.500,00 €	70.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				38.866.836,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	285.071.803,2	3 %	8.552.154,10 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				8.552.154,10 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	293.623.957,30 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	8.954.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	210.300.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	18.690.067,20 €
Infraestrutura eléctrica	38.866.836,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	8.552.154,10 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	293.623.957,30 €
13 % de Gastos Xerais	38.171.114,45 €
6 % de Beneficio Industrial	17.617.437,44 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	349.412.509,18 €
21% IVE	73.376.626,93 €
IMPORTE DE CONTRATA	422.789.136,11 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CATROCIENTOS VINTE E DOUS MILLÓNS SETECENTOS OITENTA E NOVE MIL CENTO TRINTA E SEIS EUROS CON ONCE CÉNTIMOS.**

2.15 Alternativa 15

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	28	65.000,00 €	1.820.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	28	18.500,00 €	518.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	140	5.000,00 €	700.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	28	20.000,00 €	560.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	27.064	50,00 €	1.353.200,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	11.340	50,00 €	567.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	18.600	50,00 €	930.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	10.000	120,00 €	1.200.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				10.650.700,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	28	4.500.000,00 €	126.000.000,00 €
3.2	Aerxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	28	6.000.000,00 €	168.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aerxerador sobre a plataforma	Ud.	28	15.000,00 €	420.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				294.420.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	47.073,6	332,80 €	15.666.094,08 €
4.2	Áncoras	Ud.	84	125.000,00 €	10.500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				26.166.094,08 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	20.300	90,25 €	1.832.075,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	4.480	114,00 €	510.720,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	13.624	175,75 €	2.394.418,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	0	285,00 €	- €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	18.600	1.120,00 €	20.832.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	28	3.500,00 €	98.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				40.667.213,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	380.164.007,1	3 %	11.404.920,21 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				11.404.920,21 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	391.568.927,29 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	10.650.700,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumerxibles	294.420.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	26.166.094,08 €
Infraestrutura eléctrica	40.667.213,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	11.404.920,21 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	391.568.927,29 €
13 % de Gastos Xerais	50.903.960,55 €
6 % de Beneficio Industrial	23.494.135,64 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	465.967.023,48 €
21% IVE	97.853.074,93 €
IMPORTE DE CONTRATA	563.820.098,41 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **CINCOCENTOS SESENTA E TRES MILLÓNS OITOCENTOS VINTE MIL NOVENTA E OITO EUROS CON CORENTA E UN CÉNTIMOS**.

2.16 Alternativa 16

C.I	CAPÍTULO I. ENXEÑARÍA E ESTUDOS PREVIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
1.1	Estudo impacto ambiental	Ud.	1,0	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
1.2	Estudos fondo mariño	Ud.	1,0	800.000,00 €	800.000,00 €
1.3	Estudos impacto na costa	Ud.	1,0	50.000,00 €	50.000,00 €
1.4	Estudo meteorolóxico e oceanográfico	Ud.	1,0	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
1.5	Estudo de mercado	Ud.	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €
1.6	Estudo de impacto humano	Ud.	1,0	70.000,00 €	70.000,00 €
1.7	Estudo de instalación de estacións meteorolóxicas	Ud.	1,0	115.000,00	115.000,00 €
1.8	Enxeñaría e deseño	Ud.	1,0	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO I				4.935.000,00 €

C.II	CAPÍTULO II. INSTALACIÓN E POSTA EN MARCHA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
2.1	Traslado de plataforma semisumergible con aeroxerador ensamblado (arrastre por remolcador)	Días	40	65.000,00 €	2.600.000,00 €
2.2	Operacións posicionamento e lastre de plataformas	Ud.	40	18.500,00 €	740.000,00 €
2.3	Instalación dos sistemas de amarre e ancoraxe	Días	200	5.000,00 €	1.000.000,00 €
2.4	Posta en marcha do aeroxerador	Ud.	40	20.000,00 €	800.000,00 €
2.5	Instalación e posta en marcha subestación offshore	Ud.	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
2.6	Tendido cable liña principal rede interna	m	38.008	50,00 €	1.900.400,00 €
2.7	Tendido cable liñas secundarias rede interna	m	16.200	50,00 €	810.000,00 €
2.8	Tendido cable liña de evacuación a terra	m	18.600	50,00 €	930.000,00 €
2.9	Arqueta de formigón armado para unión do cableado terrestre co cableado submarino de 1.80*1,60 metros e 1,5 metros de profundidade	Ud.	1	2.500,00 €	2.500,00 €
2.10	Instalación liña enterrada de 220 kV dende caixa de conexión con cable submarino ata punto de entronque en subestación Cicero. Inclúe o custo do cable	m	10.000	120,00 €	1.200.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO II				12.982.900,00 €

C.III	CAPÍTULO III. AEROXERADORES E PLATAFORMAS SEMIXUMERXIBLES				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
3.1	Plataforma flotante semisumerxible	Ud.	40	4.500.000,00 €	180.000.000,00 €
3.2	Aeroxerador G128 - 5MW Offshore. Inclúe o custo do transformador 0,69/30 kV	Ud.	40	6.000.000,00 €	240.000.000,00 €
3.3	Ensamblaxe do aeroxerador sobre a plataforma	Ud.	40	15.000,00 €	600.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO III				420.600.000,00 €

C.IV	CAPÍTULO IV. SISTEMAS DE AMARRE E ANCORAXE				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
4.1	Liñas de catenaria: cadea de aceiro de 80 mm e 122 kg/m do fabricante Vicinay Cadenas S.A.	m	67.248	332,80 €	22.380.134,40 €
4.2	Áncoras	Ud.	120	125.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO IV				37.380.134,40 €

C.V	CAPÍTULO V. INFRAESTRUTURA ELÉCTRICA				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
5.1	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 95 mm ²	m	26.440	90,25 €	2.386.210,00 €
5.2	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 120 mm ²	m	5.120	114,00 €	583.680,00 €
5.3	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 185 mm ²	m	5.120	175,75 €	899.840,00 €
5.4	Cable ABB 30kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 300 mm ²	m	17.528	285,00 €	4.995.480,00 €
5.5	Cable ABB 220kV 3 núcleos de cobre con armadura de arame de aceiro e illante tipo XLPE 500 mm ²	m	18.600	1.120,00 €	20.832.000,00 €
5.6	Posta a terra	Ud.	40	3.500,00 €	140.000,00 €
5.7	Subestación offshore (30/220kV). Inclúe a plataforma flotante, o custo do sistema eléctrico, transformadores, celas illadas en SF6 e baterías de condensadores para enerxía reactiva	Ud.	1	15.000.000,00 €	15.000.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO V				44.837.210,00 €

C.VI	CAPÍTULO VI. VARIOS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unitario (€)	Importe (€)
6.1	Trámites administrativos	Ud.	1,0	200.000,00 €	200.000,00 €
6.2	Acometida eléctrica e dereito a enganche	Ud.	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
6.3	Seguros	Ud.	1,0	2.600.000,00 €	2.600.000,00 €
6.4	Continxencias	Ud.	1,0	500.000,00 €	500.000,00 €
	TOTAL CAPÍTULO VI				3.325.000,00 €

C.VII	CAPÍTULO VII. SEGURIDADE E SAÚDE NAS OBRAS				
N/P	Concepto	Uds.	Medición	P. unit. (%)	Importe (€)
7.1	Medidas para seguridade e saúde na execución das obras segundo o documento do Estudio de Seguridade e Saúde nas Obras. 3% IEM	Ud.	524.060.244,4	3 %	15.721.807,33 €
	TOTAL CAPÍTULO VII				15.721.807,33 €

TOTAL IMPORTE EXECUCIÓN MATERIAL	539.782.051,73 €
---	-------------------------

Resumo por Capítulos

Enxeñaría e estudos previos	4.935.000,00 €
Instalación e posta en marcha	12.982.900,00 €
Aeroxeradores e plataformas semisumexibles	420.600.000,00 €
Sistemas de amarre e ancoraxe	37.380.134,40 €
Infraestrutura eléctrica	44.837.210,00 €
Varios	3.325.000,00 €
Seguridade e saúde nas obras	15.721.807,33 €

IMPORTE DE EXECUCIÓN MATERIAL	539.782.051,73 €
13 % de Gastos Xerais	70.171.666,73 €
6 % de Beneficio Industrial	32.386.923,10 €
IMPORTE DE EXECUCIÓN	642.340.641,56 €
21% IVE	134.891.534,73 €
IMPORTE DE CONTRATA	777.232.176,29 €

O importe de contrata ascende á cantidade de **SETECENTOS SETENTA E SETE MILLÓNS DOUSCENTOS TRINTA E DOUS MIL CENTO SETENTA E SEIS EUROS CON VINTE E NOVE CÉNTIMOS.**

Ferrol, xuño de 2018



Fdo.: Lucía Feijoo Díaz